PROVINCIA DE BUENOS AIRES
PODER EJECUTIVO

94

LA PLATA, 22 MAYO 1997

Visto las actuaciones que obran en el expediente 2.403-1449/97 Alcance 3/97, y la sanción de la Ley Provincial 11.769 y

CONSIDERANDO:

Que distintas normas contenidas en la Ley 11.769, requieren de una reglamentación para su operatividad.

Que el Poder Ejecutivo de la Provincia de Buenos Aires, tiene plenas facultades para el dictado del presente Decreto, conforme a lo establecido en el artículo 144 inciso 2° de la Constitución de la provincia.

POR ELLO :

EL GOBERNADOR DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES

D E C R E T A:

ARTICULO 1°. Apruébase la reglamentación de la Ley 11.769, que como ANEXO forma ---------- parte integrante del presente.

ARTICULO 2°. El presente Decreto será refrendado por el señor Ministro Secretario en ---------- el Departamento de Obras y Servicios Públicos.

ARTICULO 3°. Regístrese, comuníquese, publíquese, dese al Boletín Oficial y ---------- archívese.

DECRETO N° 1208

HUGO DAVID TOLEDO
Ministro Secretario en el Departamento
de Obras y Servicios Públicos
de la Provincia de Buenos Aires

RAFAEL ROMA
Vicegobernador
A Cargo del Poder Ejecutivo

ANEXO

Artículo 1:

Sin reglamentar.

Artículo 2 :

La actividad de generación de energía eléctrica, por responder al libre juego de la oferta y la demanda, debe ser sólo regulada en aquellos aspectos y circunstancias que afecten al interés general. Sin embargo, dicha actividad, será considerada como servicio público, en los casos que suministre energía eléctrica a localidades de la Provincia de Buenos Aires eléctricamente aisladas.

La autoridad de Aplicación determinará a los fines del artículo 2° de la ley 11.769, qué habrá de considerarse como "localidad eléctricamente aislada".

La generación de energía eléctrica en base al aprovechamiento de cursos de aguas públicas, cuando el potencial normal exceda los 500 KW, requiere de concesión previa para su explotación.

Artículo 3 :

Inc. a) Toda la normativa vigente de carácter general, referida a los Derechos del Consumidor, y la que en el futuro se dicte, será aplicada a la protección de los usuarios del servicio público de electricidad sin perjuicio de lo contemplado en el Capítulo XV de la Ley 11.769.

La Autoridad de Aplicación y el Organismo de Control deberán asegurar el acceso directo simple y gratuito al procedimiento para la defensa de los derechos de los usuarios.

El EPRE, como Autoridad de Aplicación, adoptará todas las medidas conducentes para reafirmar la garantía de los derechos de los usuarios contemplados en la Constitución Nacional y en la Constitución de la Provincia de Buenos Aires, y especialmente proveerá a la educación para el consumo de energía eléctrica , y promoverá la constitución de asociaciones de consumidores y usuarios.

Inc. b) La unicidad del régimen tarifario y de prestación del servicio para la actividad eléctrica en todo el ámbito de la Provincia de Buenos Aires, con las limitaciones que surgen

del art. 1 segundo párrafo de la ley 11.769, se asegura mediante los modelos únicos de contrato de concesión contenido en la reglamentación de los artículos 23 y 25 y el Fondo Provincial de Compensaciones Tarifarias prevista en el cap. X.

Inc. c) La integración, determinada por la ley 11.769, a la transformación dispuesta por la Ley Nacional 24.065 deberá realizarse preservando facultades no delegadas expresamente por la Provincia de Buenos Aires a la Nación.

Inc. d, e, f, g, h, i) Sin reglamentación.

Inc. j) La protección del medio ambiente se ajustará a la legislación vigente en la materia y a las normas reglamentarias del artículo 16 de la ley 11.769

Artículo 4 :

Sin reglamentación.

Artículo 5

El Ministerio de Obras y Servicios Públicos de la Provincia de Buenos Aires como Autoridad de Aplicación de la ley 11.769, ejercerá, a través del Ente Provincial Regulador Energético (EPRE) creado por el Decreto del Poder Ejecutivo provincial 2536/93 , las atribuciones en materia de energía eléctrica establecidas en el CAPITULO XII de la citada ley.

Artículo 6

El ente creado por el artículo 6to. de la ley 11.769 se denominará Organismo de Control de Energía Eléctrica de la Provincia de Buenos Aires (OCEBA).

Artículo 7

Sin reglamentar.

Artículo 8

Sin reglamentar.

Artículo 9

Se define como transporte de energía eléctrica a la actividad, sujeta a concesión provincial, que tiene por objeto vincular entre sí a generadores y/o distribuidores y/o grandes consumidores ubicados en la provincia de Buenos Aires, y a estos con sistemas de otras jurisdicciones incluida la nacional, posibilitando el libre flujo de energía entre ellos, todo esto en la medida que no afecte el funcionamiento del sistema interjurisdiccional regulado por la legislación nacional.

La definición del transporte de energía eléctrica contenida en el segundo párrafo del artículo 9 de la ley 11.769 no refiere a la prestación de la función técnica de transporte.

Se entiende por función técnica de transporte a la prestación realizada por agentes cuya actividad sustantiva no es el transporte de energía eléctrica, pese a vincular entre sí a través de redes propias a generadores y / o distribuidores y / o grandes consumidores ubicados en la Provincia de Buenos Aires.

Ningún generador , distribuidor , gran usuario, comercializador, ni empresa controlada o controlante del o por los mismos , podrá ser accionista controlante de una empresa transportista , o de su controlante.

Con el fin de garantizar el objetivo de régimen único de tarifas y de servicios en la actividad eléctrica expresado en el art. 3 inc. b) de la ley 11.769, la Autoridad de Aplicación dictará las normas de precio y calidad sobre las redes que siendo propiedad de una distribuidora cumplen la función de transporte de acuerdo a la definición que sobre el mismo se hace en el art. 9 de la mencionada ley.

Artículo 10

Sin reglamentar.

Artículo 11

Los módulos de potencia y energía, y demás parámetros técnicos que caracterizan al gran consumidor, serán adoptados por el EPRE en concordancia con los que fije en la materia el organismo nacional competente.

Artículo 12

El EPRE establecerá las condiciones y la forma bajo las que otorgará las autorizaciones a los comercializadores en las operaciones de mercado, así como su cancelación. -

A tal efecto acordará con los organismos nacionales competentes, la forma en que se regulará el control de las funciones que cumplan dichos agentes cuando corresponda.-

El OCEBA llevará la registración de los comercializadores que actúen como agentes de la actividad eléctrica en el ámbito de la Provincia de Buenos Aires, así como el control que sobre la actividad de los mismos le sea asignada por el EPRE.-

La cancelación de la autorización de un comercializador no eximirá a las partes del cumplimiento de los contratos a término que hubieran celebrado hasta el momento de dicha cancelación, pero impedirá al comercializador la celebración de nuevos contratos a partir de entonces.-

Artículo 13

Se entiende que las instalaciones de transmisión y transformación pertenecientes a generadores o grandes consumidores son de uso exclusivo de los mismos, cuando al momento de su construcción y puesta en servicio, la utilización de tales instalaciones no eran compartidas por otros usuarios. Ello no constituye impedimento para que con posterioridad se solicite su utilización por parte de uno o más agentes, para acceder al mercado eléctrico. En la medida que exista capacidad remanente, la utilización deberá ser siempre autorizada por el EPRE, percibiendo el titular de las instalaciones afectadas por el uso de las mismas los importes que resulten de aplicar la tarifa correspondiente a la prestación de la función técnica de transporte.-

Artículo 14

Los módulos de potencia, energía y demás parámetros que caractericen las operaciones de compraventa de energía eléctrica en bloque entre agentes ubicados en el ámbito de la Provincia de Buenos Aires, serán determinados por la Autoridad de Aplicación en concordancia con los que fije el organismo nacional competente, salvo excepciones debidamente fundadas.

La tarifa de peaje será fijada teniendo en cuenta la necesidad de mantener la actividad actual y futura, en condiciones económicamente viables, sin que su nivel afecte el principio de libre acceso.-

Artículo 15

Sin reglamentar.

Artículo 16

La infraestructura física, las instalaciones, y la operación de los equipos asociados con la generación, la distribución y el transporte deberán adecuarse a las medidas destinadas a la protección de las cuencas hídricas y de los ecosistemas involucrados, debiendo responder, además, a los estándares de emisión de contaminantes vigentes o que se establezcan en el futuro, en el orden nacional o provincial . El EPRE, como Autoridad de Aplicación en materia ambiental relativa a la energía eléctrica, determinará las normas a las cuales deberán sujetarse los generadores, distribuidores, transportistas y usuarios de energía eléctrica.

Los agentes de la actividad eléctrica deberán ajustarse a las disposiciones, en lo que sea aplicable, de la legislación provincial 11.459 y 11.723, sin perjuicio de la obligatoriedad del cumplimiento de la legislación general vigente en materia de protección del medio ambiente.

Artículo 17

El OCEBA dictaminará, en cada caso particular si una situación configura o no un acto de competencia desleal o abuso de una posición dominante en el mercado.

Artículo 18

Además de las normas generales que fije la Autoridad de Aplicación, en los casos de instalaciones de generación eléctrica en base al aprovechamiento de aguas públicas, cuando el potencial normal exceda los 500 KW, la construcción deberá adecuarse a las normas legales que regulen su concesionamiento.

La Autoridad de Aplicación determinará las obras de ampliación o extensión de las redes de distribución que no requerirán de autorización previa.

Artículo 19

A los efectos del acuerdo con los concesionarios previsto en el artículo 19 de la ley 11.769 se entiende como tiempo razonable el que no exceda a los 60 días hábiles de la fecha en que se efectuó el requerimiento .

El EPRE fijará los criterios generales o particulares para estos supuestos.

Artículo 20

Para que las cooperativas puedan ser titulares de una concesión , es necesario que participen como socios de la misma los usuarios comprendidos en su área de concesión.

Artículo 21

Sin reglamentar.

Artículo 22

Dentro de los 30 días corridos contados a partir de la publicación en el Boletín Oficial del presente Decreto, se dictarán las normas que reglamenten lo previsto en los artículos 22 y 24 de la ley 11.769 .

Artículo 23

Las actividades de los concesionarios provinciales de distribución de energía eléctrica se regirán por lo dispuesto en la ley 11.769, esta reglamentación, las normas particulares que a tal efecto dicten el EPRE y OCEBA en el marco de sus respectivas competencias, debiendo suscribirse en cada caso el respectivo contrato de concesión en un todo de acuerdo con el modelo único contenido en el anexo II de la presente reglamentación .

La suscripción del citado contrato de concesión de distribución, deberá efectuarse por parte de los signatarios sin reservas de ninguna naturaleza.

Artículo 24

Dentro de los 30 días corridos contados a partir de la publicación en el Boletín Oficial del presente Decreto, se dictarán las normas que reglamenten lo previsto en los artículos 22 y 24 de la Ley 11.769.

Artículo 25

Los concesionarios municipales que presten el servicio público de distribución a la fecha de entrada en vigencia de la ley 11.769, deberán tramitar la licencia técnica habilitante dentro de los 60 días corridos a partir de la fecha de publicación de las normas reglamentarias que se dicten de acuerdo a los arts 22 y 24 del presente Decreto. En caso de que no iniciare la tramitación en el plazo previsto, o no cumpliere con los requisitos exigidos para la obtención de dicha licencia, previa intimación fehaciente por parte del E.P.R.E., perderá el derecho de continuar prestando el servicio de distribución de energía eléctrica, lo que se comunicará al municipio concedente.

A partir del otorgamiento de la licencia técnica y dentro de los 30 días siguientes, deberán solicitar la adecuación ante su concedente del contrato de concesión correspondiente, en los términos de la ley 11.769 y la presente reglamentación, bajo apercibimiento de darse por perdido el derecho de prestar el servicio de distribución de electricidad, previa intimación fehaciente por parte del poder concedente.

En los casos previstos en los párrafos precedentes del presente artículo, sin perjuicio de operarse la pérdida del derecho del concesionario, deberá continuar con la prestación del servicio, hasta que el municipio concedente designe y ponga en funciones un nuevo concesionario.

Dentro de los 90 días corridos de operada la pérdida del derecho de quien venía prestando el servicio, el Municipio deberá designar y poner en funciones a un nuevo concesionario. Si el Municipio no cumpliere con lo dispuesto, el poder concedente pasará de pleno derecho a la Provincia de Buenos Aires. Ésta dentro de los 90 días corridos deberá designar y poner en funciones, a quien en definitiva se hará cargo de la concesión.

Las actividades de los concesionarios municipales de distribución de energía eléctrica, se circunscribirá exclusivamente a las áreas actualmente concedidas, y se regirán por lo dispuesto en la Ley 11.769, esta reglamentación, las normas particulares que a tal efecto dicten el EPRE y el OCEBA en el marco de sus respectivas competencias, debiendo suscribirse en cada caso el respectivo contrato de concesión en un todo de acuerdo con el modelo único contenido en el anexo I de la presente reglamentación.

La suscripción de los citados contratos de concesión de distribución, deberá efectuarse por

los signatarios sin reservas de ninguna naturaleza.

Artículo 26

Los derechos y obligaciones a los que refiere el artículo 26 de la Ley 11.769 son los que taxativamente se reconocen en los respectivos contratos de concesión.

Artículo 27

La Provincia ejercerá el poder concedente para el otorgamiento de las concesiones, en los casos previstos en el artículo 27 de la Ley 11.769.

Los derechos de los concesionarios referidos en el artículo que se reglamenta, son aquellos que surgen de los respectivos contratos de concesión.

Los titulares de las nuevas concesiones deberán organizarse como sociedades anónimas, sociedades de economía mixta o cooperativas, y en este último caso, para que puedan ser titulares de una concesión, es necesario que participen como socios de la misma los usuarios comprendidos dentro del área concedida.

Artículo 28

Al organizar y ejecutar los procedimientos de selección, las municipalidades competentes deberán observar estrictamente las condiciones impuestas por la ley 11.769 y la reglamentación que al efecto dicte el EPRE en cuanto a la licencia técnica y contrato de concesión, ajustándose en este último caso al modelo único de condiciones mínimas del contrato contenido en el anexo I de la presente reglamentación.

Artículo 29

En el caso previsto por el 2do párrafo del art. 29 de la ley 11.769, el EPRE, sin perjuicio de acordar con un concesionario provincial o municipal existente la continuidad provisoria de la prestación de los servicios, deberá propiciar ante el Poder Ejecutivo dentro del término de 90 días de la finalización por cualquier causa de las concesiones a que alude el artículo 28, el otorgamiento de una concesión provincial para la prestación definitiva de dicho servicio.

En los casos que el EPRE acordare la continuidad en la prestación del Servicio Público con

un Concesionario Provincial, ésta se llevará a cabo en las mismas condiciones en las cuales el citado Concesionario presta el Servicio dentro de su Área de acuerdo al Contrato de Concesión respectivo.

Artículo 30

Los concesionarios de servicios públicos de distribución provinciales y municipales deberán, dentro del área que les fuera concedida satisfacer toda demanda de provisión de servicios de electricidad durante el término de la concesión que se les otorgue. Serán únicos responsables de atender el incremento de la demanda en su zona de concesión, por lo que deberán asegurar su aprovisionamiento, arbitrando los medios necesarios a tal fin. No podrán invocar el abastecimiento insuficiente de energía eléctrica, como eximente de responsabilidad por el incumplimiento de las normas de calidad de servicio que se establezcan en su contrato de concesión.

Artículo 31

El EPRE deberá reglamentar el ejercicio de los derechos de libre acceso a la capacidad de transporte remanente de los sistemas del distribuidor. Asimismo fijará los criterios que permitan establecer la existencia de esa capacidad de transporte remanente. El término "acceso indiscriminado" implica que no podrán hacerse distinciones en cuanto a los interesados al acceso, en la medida que exista capacidad remanente, sin perjuicio de los pagos que correspondan por el uso de los sistemas objeto de ese libre acceso.

Artículo 32

El EPRE deberá determinar con carácter general las categorías de usuarios o diferencias concretas y objetivas en virtud de las cuales los concesionarios de los servicios públicos de electricidad puedan otorgar u ofrecer ventajas o preferencias en el acceso de terceros a sus instalaciones.

Artículo 33

Las divergencias planteadas entre agentes de la actividad eléctrica provincial en torno a las cuestiones de libre acceso y/o existencia de capacidad remanente, serán resueltas por el

OCEBA, quien deberá dictar resolución fundada en la materia, de conformidad con los artículos 59 y 60 de la Ley 11.769.

Si la falta de acuerdo se fundase en cuestiones de índole tarifaria, la resolución del citado Organismo tendrá en cuenta lo dispuesto por el EPRE, conforme a lo expresado en los artículos 14, 31 y concordantes de la Ley 11.769.

Artículo 34

Las concesiones provinciales y municipales se otorgarán respetando los modelos de contratos de concesión contenidos en los anexos I y II de la presente reglamentación, teniendo en cuenta especialmente los aspectos atinentes a especificaciones mínimas de calidad del servicio.

No se aplicarán a las concesiones del servicio de electricidad las normas de la ley provincial 11.184, complementarias y reglamentarias.

Artículo 35

Sin reglamentar.

Artículo 36

Sin reglamentar.

Artículo 37

Los concesionarios de servicios públicos de electricidad, que consideren que determinadas instalaciones y/o prestaciones no resultarán necesarias para la adecuada prestación de dicho servicio, deberán solicitar la debida autorización de desafectación y/o cese ante el OCEBA, con una anticipación no menor de 18 meses de la fecha en que considere debería operar dicha desafectación y/o cese.

Vencido el plazo de 18 meses, el silencio de OCEBA, implicará la autorización de la desafectación y/o prestación.

Artículo 38

Sin reglamentar.

Artículo 39

Los contratos de concesión provinciales y municipales deberán respetar, en el establecimiento de las tarifas, los principios contenidos en los artículos 40 y 41 de la Ley Nacional 24.065, a la que adhirió la Provincia de Buenos Aires mediante Decreto 3730/92.

Artículo 40

Sin reglamentar.

Articulo 41

Sin reglamentar.

Artículo 42

El EPRE al ejercer las atribuciones conferidas por el artículo 40 de la Ley 11.769 deberá respetar los criterios para la determinación de tarifas contenidos en el artículo 42 de la citada norma y esta reglamentación.

Inc. a):

Los costos de adquisición de la electricidad por parte de los concesionarios de distribución, incluirán las sumas abonadas por éstos en concepto de transporte necesario para poner la energía eléctrica en los puntos de entrada a las redes de distribución, de cuya concesión son titulares, y los costos de las pérdidas de potencia y energía pertinentes.

Inc. b):

El método de cálculo de los costos de adquisición de la electricidad por parte del concesionario del servicio público de distribución, será el que se determina en los modelos de contrato de concesión de los anexos I y II de la presente reglamentación, considerándose los contratos preexistentes.

Inc. c):

En la determinación del costo de distribución, el EPRE deberá tener en cuenta los costos normales y razonables de comercialización y de explotación de los servicios, capital, amortización y renovación de equipos e instalaciones, expansiones de las redes necesarias

para atender las obligaciones especificadas en los respectivos contratos de concesión, tributar los impuestos y obtener una tasa de rentabilidad equiparable a la de otras actividades de riesgo similar o comparable a nivel nacional o internacional.

Las tarifas deberán considerar la carga tributaria indirecta vigente al momento de definir la tarifa para el otorgamiento de la concesión. El incremento o disminución de dicha carga tributaria deberá trasladarse a la tarifa en su justa incidencia, para lo cual el EPRE deberá realizar los cálculos respectivos y dictar la resolución de modificación de los valores tarifarios que correspondan.

El EPRE justificará las diferencias de costos de distribución que existan en la prestación del mismo tipo de servicio en las distintas áreas de la Provincia de Buenos Aires que surjan de las particularidades geográficas, de la forma de su prestación y de cualquier otra característica relevante a criterio del EPRE.

Inc. d):

El EPRE conjuntamente con el establecimiento y aprobación de las tarifas, deberá establecer y aprobar los parámetros y los métodos que, de acuerdo con las definiciones del artículo 42 inc. d) de la Ley 11.769, permitan calcular los valores máximos de peaje que el concesionario de distribución tendrá derecho a percibir cuando preste ese servicio, caracterizado como función técnica de transporte.

Inc. e y f) : Sin reglamentar.

Inc. g):

El EPRE determinará en que casos procede la aplicación de diferencias de tarifas o servicios de los concesionarios de servicios públicos de electricidad.

Artículo 43

Con la anticipación suficiente para que sea de aplicación una vez vencido el período de 5 años al que se refiere el artículo 43 de la Ley 11.769, el OCEBA recalculará el cuadro tarifario.

Artículo 44

El EPRE determinará las características que estime justifican en cada caso la aplicación del Fondo Provincial de Compensaciones Tarifarias y la proporción en que el mismo deberá ser asignado para tender a la equivalencia de tarifas.

Artículo 45

El EPRE establecerá anualmente el porcentaje con que se integrará el Fondo Provincial de Compensaciones Tarifarias.

El mismo será aplicable exclusivamente a los usuarios de los concesionarios provinciales y municipales de distribución de energía eléctrica.

Artículo 46

El EPRE reglamentará el plazo y la forma en que anualmente los concesionarios de servicios públicos de distribución deberán suministrar la información que les requiera el OCEBA a los fines de la Administración del Fondo Provincial de Compensaciones Tarifarias.

Artículo 47

El Fondo Provincial de Compensaciones Tarifarias no podrá tener otra aplicación que la de unificar hasta donde sea posible, las tarifas finales de cada categoría, en las distintas áreas en que se divida la Provincia de Buenos Aires.

Artículo 48

Sin reglamentar.

Artículo 49

El EPRE indicará al OCEBA los criterios en base a los cuales este último deberá proponer la clasificación de las áreas en que se dividirá la Provincia de Buenos Aires.

Artículo 50

El Poder Ejecutivo otorgará las concesiones provinciales para distribución a las personas jurídicas seleccionadas, que deberán ser titulares de la licencia técnica habilitante

previamente otorgada por el EPRE.

En los casos de las concesiones municipales ya otorgadas, los contratos de concesión correspondientes deberán adecuarse a la Ley 11.769 y a esta reglamentación, siendo también requisito imprescindible la licencia técnica habilitante otorgada por el EPRE.

Para el caso que al momento de entrada en vigencia de la ley que por este decreto se reglamenta, existiesen concesiones vencidas y prorrogadas o de vencimiento cercano, el municipio, podrá otorgar por única vez la concesión en los términos de la ley 11.769 y bajo el contrato de concesión tipo a quien esté prestando el servicio y sea propietario de las instalaciones, sin necesidad de aplicar el procedimiento previsto para el caso de vencimiento de la concesión que surge de la ley, de esta reglamentación y del contrato de concesión tipo.

Artículo 51

El EPRE propondrá al Poder Ejecutivo, el organismo, ente o persona de derecho público o privado que podrá prestar el servicio en los casos de extinción a los que se refiere el artículo 51 de la Ley 11.769 y hasta tanto se resuelva el otorgamiento de las nuevas concesiones.

El EPRE propondrá al Poder Ejecutivo para los casos previstos en el segundo párrafo del artículo 51, los medios para la provisión de los servicios necesarios, fijando las modalidades de la prestación, el responsable de la misma y el régimen tarifario aplicable conforme con la Ley 11.769 y la presente reglamentación.

Artículo 52

Los contratos para las concesiones provinciales y municipales, deberán ajustarse a los modelos únicos incluidos como anexos I y II de la presente reglamentación.

Inc. a - n) Sin reglamentar.

Inc. o) La planta del personal a que se refiere el inciso que se reglamenta, es la existente a la firma de los contratos de concesión y/o transferencia y/o las autorizaciones emanadas de autoridad competente para las actividades de los agentes del mercado eléctrico, cuya función sea la industria eléctrica.

Artículo 53

El EPRE como Autoridad de Aplicación en materia eléctrica, conforme al artículo 5° de la presente reglamentación ejercerá las atribuciones inherentes al poder público en lo referente al diseño y la implementación de la política energética provincial, de conformidad con las facultades establecidas en el artículo 53 de la Ley 11.769. En tal sentido promoverá todas las acciones conducentes en defensa de la jurisdicción provincial, el desarrollo sustentable y el acceso de todos al adelanto en materia de energía eléctrica. A tal fin, con los recursos que administre, podrá estudiar, proyectar, promover y realizar todo tipo de obras e instalaciones energéticas por sí o por terceros, concertando los acuerdos necesarios con Ministerios o Entes de la Administración Pública, Municipios, agentes de la actividad eléctrica de jurisdicción provincial y nacional con localización provincial, asociaciones de usuarios y usuarios.

Asimismo el EPRE, como Autoridad de Aplicación, será el encargado de dirigir y coordinar las relaciones que el OCEBA mantenga con el Poder Ejecutivo, otros poderes y/o jurisdicciones.

Dentro de los 90 días posteriores a la publicación del presente Decreto Reglamentario, la Autoridad de Aplicación deberá adecuar su actual estructura orgánico-funcional a fin de dar cabal cumplimiento a los cometidos que se le encomiendan en el nuevo Marco Regulatorio de la actividad eléctrica provincial.

Inc. a - d.3) Sin reglamentar.

Inc. d 4): El compromiso deberá estar acordado con la entidad signataria de la Convención Colectiva de Trabajo vigente para el sector eléctrico.

Inc. d.5 - o) Sin reglamentar.

Artículo 54

Sin reglamentar.

Artículo 55

Sin reglamentar.

Artículo 56

Sin reglamentar.

Artículo 57

Sin reglamentar.

Artículo 58

Sin reglamentar.

Artículo 59

Sin reglamentar.

Artículo 60

Inc. a - l) Sin reglamentar.

Inc. m):

La Autoridad de Aplicación de la Ley 8.398 es el OCEBA, quien deberá expedirse dentro de 30 días de la petición para la aprobación de la obra, el silencio por parte del mismo será tomado como aceptación tácita.

Inc. n - x) Sin reglamentar.

Artículo 61

El personal del OCEBA quedará encuadrado en la Convención Colectiva de Trabajo correspondiente a los trabajadores del sector eléctrico.

Artículo 62

El OCEBA preparará su presupuesto anual, el que elevará para su aprobación al EPRE.

Dicho presupuesto no podrá superar el importe total que surge de sumar para todos los agentes de la actividad eléctrica, la contribución límite impuesta para cada uno de ellos por el artículo 62 de la Ley 11.769.

La tasa de fiscalización y control se determinará en función del presupuesto anual aprobado, siendo fijada en forma singular para cada prestador en particular en función al método de reparto establecido en el artículo 62 de la Ley 11.769.

Artículo 63

La mora por falta de pago de la tasa de fiscalización y control, devengará un interés resarcitorio equivalente a la tasa de descuento de documentos a 30 días que cobre el Banco Provincia de Buenos Aires, con más un interés punitorio equivalente a 1,5 veces la citada tasa.

Artículo 64

Sin perjuicio del ejercicio de las funciones de control que en forma exclusiva corresponden al OCEBA, las municipalidades deberán asistir al mismo.

A ese fin deberán recibir toda denuncia o reclamo formulados por los usuarios, elevándolos al OCEBA para su tratamiento.

Artículo 65

Los derechos que se reconocen a los usuarios en el capítulo XV de la Ley 11.769, son sin perjuicio de toda otra normativa vigente de carácter general y la que en el futuro se dicte.

Artículo 66

Toda controversia entre los Generadores, autogeneradores, cogeneradores, distribuidores, grandes consumidores y comercializadores, deberá ser sometida previa y obligatoriamente para su resolución al OCEBA, el que deberá expedirse dentro del término de 60 días hábiles de la presentación del reclamo. El procedimiento se ajustará a lo preceptuado por la Ley de Procedimiento Administrativo, con la facultad para el OCEBA cuando lo considere conveniente de citar a Audiencia Pública.

El OCEBA dictará las normas de procedimiento con sujeción a las cuales se realizarán las Audiencias Públicas, dentro de los 120 días de la publicación del presente decreto.

Los usuarios deberán realizar en todos los casos reclamo previo ante el agente prestador, mediante nota simple sin ninguna formalidad, con copia en la que deberá dejarse constancia

del acuse de recibo. Contra la resolución denegatoria o silencio el usuario podrá optar entre recurrir ante el OCEBA o a la justicia. El silencio del agente prestador transcurridos 30 días hábiles desde la presentación del reclamo previo, implica denegatoria, quedando habilitada al usuario la instancia posterior.

El agente prestador deberá llevar un registro cronológico y correlativo de los reclamos efectuados por los usuarios, copia del cual deberá remitir bimestralmente al OCEBA.

Artículo 67

Sin reglamentar

Artículo 68

El Poder Ejecutivo podrá establecer y reglamentar procedimientos alternativos para la solución de los conflictos, por los que podrán optar los agentes y/o usuarios. En tales casos el OCEBA deberá tener participación necesaria.

Artículo 69

El régimen de contravenciones y sanciones previsto en el Capítulo XVII de la Ley 11.769, será el que se determina en los modelos únicos de contratos de concesión incorporados como anexos I y II de la presente reglamentación.

A fin de cumplimentar lo dispuesto en el segundo párrafo del artículo que se reglamenta, el OCEBA llevará un registro actualizado de las sanciones aplicadas a los titulares de las concesiones, la razón de las mismas y su magnitud, fechas y demás elementos que considere relevantes para el ejercicio de su función.

Artículo 70

Sin reglamentar.

Artículo 71

Sin reglamentar.

Artículo 72 :

Inc a) Sin reglamentar.

Inc. b) y c)

Los términos de 5 años y 90 días comenzarán a correr a partir del día siguiente a aquel en que quede firme la sanción respectiva.

Inc. d) Sin reglamentar.

Artículo 73

Sin reglamentar.

Artículo 74

La constancia de deuda deberá contener:

1) Lugar y fecha de emisión;

2) Nombre y apellido o razón social del deudor;

3) Domicilio legal del mismo;

4) Concepto y período de las prestaciones impagas y su correspondiente importe original;

5) Intereses compensatorios y/o punitorios correspondientes;

6) Firma del funcionario autorizado por el agente prestador, emisor de la constancia de deuda.

Dicha constancia de deuda constituirá título hábil para el procedimiento ejecutivo una vez conformada por el OCEBA.

Artículo 75

En el término que se fije en el contrato de concesión cuyo modelo único está contenido en los anexos I y II, deberá eliminarse la facturación estimada como práctica habitual, admitiéndose su aplicación en forma transitoria, con carácter excepcional y en casos debidamente fundados.

En los casos cooperativos, la aprobación mencionada en la ley corresponde al I.P.A.C. (Instituto Provincial de Acción Cooperativa) o al organismo fiscalizador que lo sustituya, sin

perjuicio a la que corresponde para todos los casos a la del OCEBA.

Artículo 76

Encomiéndase a la Autoridad de Aplicación la negociación de acuerdos y convenios con las autoridades competentes del Estado Nacional, que sean necesarias a fin de dar cumplimiento a lo dispuesto en el Artículo 76 de la Ley 11.769.

Artículo 77

Sin Reglamentar.

Artículo 78

Las municipalidades deberán adecuar los contratos de concesión vigentes conforme lo normado al artículo 25 de la Ley 11.769 y su correspondiente reglamentación.

Artículo 79

Sin reglamentar.

1208

ANEXO 1

CONTRATO DE CONCESIÓN MUNICIPAL

MODELO DE CONTRATO DE CONCESION DE DISTRIBUCION MUNICIPAL

Entre la Municipalidad de ....., representada en este acto por el Sr. Intendente don ....., en virtud de las facultades que le fueran delegadas por ... de ..... de 1997, en adelante denominado la CONCEDENTE, por una parte y por la otra, la Cooperativa ..... (la COOPERATIVA), representada por su Presidente, en adelante también denominada la CONCESIONARIA, y en atención a la ley que establece el Marco Eléctrico Provincial Nº 11.769, acuerdan celebrar el siguiente CONTRATO.

DEFINICIONES

A todos los efectos de este CONTRATO, los términos que a continuación se indican significan:

AREA DE CONCESION: Territorio dentro del cual la prestación del servicio público de distribución y comercialización se encuentra sometida a jurisdicción municipal en los términos de la Ley Nº 11.769, determina el ámbito en el que el concesionario está obligado a prestar el servicio y a cubrir el incremento de demanda en los términos de su contrato de concesión, comprendiendo los siguientes límites: ...

AUTORIDAD DE APLICACION: Es la determinada en el art. 5 de la ley 11.769.

CONTRATO: Es este Contrato de Concesión Municipal.

COOPERATIVAS: Son aquellas sociedades de usuarios que bajo el régimen de la ley provincial Nº 11.769 prestan el servicio público de electricidad bajo Concesión Municipal dentro del AREA DE CONCESION, definida por dicha Autoridad.

DISTRIBUIDORA PROVINCIAL: Es la empresa que dentro de las AREAS definidas por el Contrato de CONCESION es responsable de abastecer a usuarios finales y/o prestar la función técnica adicional de transporte, según corresponda.

EMPRESA TRANSPORTISTA: es quien siendo titular de una Concesión de Transporte de energía eléctrica, es responsable de la transmisión y transformación a ésta vinculada, desde el punto de entrega de dicha energía a la red concedida, hasta el punto de recepción por la CONCESIONARIA, DISTRIBUIDORA PROVINCIAL o GRAN USUARIO.

ENTRADA EN VIGENCIA o TOMA DE POSESION: fecha efectiva de la entrada en vigencia del presente CONTRATO, que se define como el ... de ... de 1997.

EXCLUSIVIDAD ZONAL: implica que, la CONCEDENTE, no podrá conceder o prestar por sí misma el SERVICIO PUBLICO en cualquier punto dentro del AREA, a partir de la fecha de ENTRADA EN VIGENCIA del contrato.

GENERADOR: persona física o jurídica titular de una Central Eléctrica en los términos del Artículo 8 de la Ley Provincial Nº 11.769.

GRANDES USUARIOS: son quienes, por las características de su consumo conforme los módulos de potencia, energía y demás parámetros técnicos pueden celebrar contratos de compraventa de energía eléctrica en bloque con los generadores en el Mercado Eléctrico Mayorista.

LA CONCESION: es la autorización otorgada por la Municipalidad, a traves de los organismos correspondientes, de ..... a la CONCESIONARIA para prestar el SERVICIO PUBLICO de distribución y comercialización de energía en el AREA DE CONCESION, en los términos del presente contrato.

LA CONCESIONARIA: es quien dentro del AREA DE CONCESION es responsable de abastecer a usuarios finales que no tengan la facultad de contratar su suministro en forma independiente.

LICENCIA TECNICA: es el permiso habilitante emitido por la Autoridad de Aplicación que habilita a LA CONCESIONARIA a ser titulares de una Concesión Municipal.

ORGANISMO DE CONTROL: Es el Organismo de Control de energía eléctrica de la Provincia de Buenos Aires (OCEBA) , que constituye el Organismo de Control creado

por la ley provincial nº 11.769. Hasta tanto el OCEBA comience a ejercer sus funciones las mismas estarán a cargo de la AUTORIDAD DE APLICACIÓN.
PERIODO DE GESTION: es cada uno de los períodos, el primero de QUINCE (15) años y los restantes de DIEZ (10) años en que se divide el PLAZO DE CONCESION.
PLAZO DE CONCESION: es el tiempo de vigencia del CONTRATO.
PLIEGO: es el pliego de la Licitación Pública Nacional e Internacional para la Privatización de la actividad de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica de ESEBA DISTRIBUCION.
SERVICIO PUBLICO: es la caracterización que, por su condición de monopolio natural, reviste la prestación del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica a usuarios que se conecten a la red de distribución de electricidad de la DISTRIBUIDORA PROVINCIAL o de las COOPERATIVAS, pagando una tarifa por el suministro recibido, como es definido en la Ley Provincial Nº 11.769.
USUARIOS: son los destinatarios finales de la prestación del SERVICIO PUBLICO.

OBJETO Y ALCANCE.

ARTICULO 1º: El presente contrato tiene por objeto otorgar en concesión a favor de la CONCESIONARIA la prestación en forma exclusiva del servicio público de distribución y comercialización de energía eléctrica y de alumbrado público dentro del AREA de CONCESION en los términos y condiciones establecidos en aquel, con la obligación de aplicar el régimen tarifario y cuadro tarifario mencionados en el art.33 y sig. del contrato.

ARTICULO 2º: La CONCESION otorgada implica que la CONCESIONARIA estará obligada a atender todo incremento de demanda dentro del AREA concedida, ya sea a solicitud de nuevo servicio o aumento de la capacidad de suministro, en las condiciones de calidad especificadas en el "Anexo A" integrante del presente CONTRATO y conforme al cuadro y régimen de tarifas que se consignan en el "Anexo B", integrantes del presente.

PLAZO DE CONCESION.

ARTICULO 3º: La CONCEDENTE otorga la concesión del SERVICIO PUBLICO en el AREA de CONCESION y la CONCESIONARIA la acepta, por un plazo de VEINTICINO (25) AÑOS, contados a partir de la ENTRADA EN VIGENCIA.
El CONTRATO podrá ser prorrogado por DOS (2) períodos de TREINTA AÑOS cada uno a petición del CONCESIONARIO.

ARTICULO 4º: La concesión se otorga con EXCLUSIVIDAD ZONAL
La CONCEDENTE podrá dejar sin efecto la EXCLUSIVIDAD ZONAL o modificar el área dentro de la cual se ejerce, cuando innovaciones tecnológicas conviertan toda o parte de la prestación del servicio público de distribución y comercialización de energía eléctrica, en una actividad donde puedan competir otras formas de prestación de tal servicio o en el caso del art. 51 de la ley 11.769.
La extinción total o parcial del derecho de EXCLUSIVIDAD ZONAL implicará la consecuente extinción total o parcial de la obligación reglada en el Artículo 2º de este contrato y la pertinente modificación de las cláusulas contractuales, a los efectos de determinar la nueva forma de regulación de la actividad de distribución y comercialización de energía eléctrica.
La CONCEDENTE solamente podrá ejercer la facultad reglada en el segundo párrafo del presente artículo al finalizar cada PERIODO DE GESTION y deberá comunicar tal decisión con una antelación no inferior a SEIS (6) MESES al vencimiento del PERIODO DE GESTION en curso, debiendo aplicar para ello, por asimilación de alcances, el procedimiento y criterios emergentes de los Artículos 7º al 12 del presente.

ARTICULO 5º: La CONCESIONARIA podrá solicitar la prórroga del contrato de concesión mencionada en el artículo anterior con una anticipación no menor de dieciocho meses a su vencimiento. Si no lo hiciera en el término señalado, quedará concluida la concesión a su vencimiento. Vencida la concesión o su prórroga, o si la CONCESIONARIA no aceptara la misma, o no se diera solución a la expropiación prevista por el art. 238 de la Ley Orgánica de las Municipalidades, contemplada a su valor de mercado a la fecha de expropiación salvo que la Municipalidad optare por el procedimiento previsto en el art. 13 del presente, la CONCESIONARIA, queda obligada a seguir prestando el servicio en las mismas condiciones del contrato vencido por el término de tres años o hasta tanto se formalice un nuevo contrato dentro de dicho término. En caso de que la CONCESIONARIA no solicitara prórroga o formalizara nuevo contrato de concesión y el concedente no estuviere en condiciones de proceder a la expropiación que pudiere corresponder o no ejerciera la opción prevista en el art. 13, la CONCESIONARIA deberá continuar en iguales términos y plazo antes mencionados con el suministro de energía, hasta tanto se logre la transferencia de la concesión con las formalidades de estilo, con respecto a los derechos adquiridos.

PERIODO DE GESTION.

ARTICULO 6º: El PLAZO DE CONCESION se dividirá en períodos, el primero de QUINCE (15) años y el restante de DIEZ (10) años.

ARTICULO 7º: Con una antelación no inferior a SEIS (6) MESES al vencimiento del PERIODO DE GESTION en curso, la Municipalidad llamará a Concurso Público iniciando las publicaciones al efecto y establecerá el Régimen Tarifario; Procedimiento para la Determinación y el Cuadro Tarifario; Cuadro Tarifario Inicial; Normas de Calidad de Servicio y Sanciones; y el Reglamento de Suministro y Conexión, que se aplicarán durante el siguiente período.
El Pliego bajo el cual se efectuará el referido Concurso Público deberá tener características similares a las del PLIEGO, debiendo asegurar la máxima transparencia y publicidad y estimular la concurrencia de la mayor cantidad posible de interesados, quienes deberán acreditar experiencia técnica y de operación y satisfacer requisitos económicos referidos a Activos totales y a Patrimonio neto que sean, como mínimo, iguales a las exigidas en el PLIEGO.

ARTICULO 8º: La CONCESIONARIA tendrá derecho a presentar, al fin de cada PERIODO DE GESTION y bajo sobre cerrado, el precio en el que valúa la concesión por los 10 años siguientes dentro de los términos y condiciones del Concurso Público y del presente CONTRATO. El Pliego del Concurso Público fijará la oportunidad en la cual deberá ser presentado el sobre cerrado, la que no podrá ser fijada para una fecha posterior a aquella establecida para la presentación de la oferta económica por los oferentes en el Concurso Público. El referido sobre cerrado y los de las ofertas económicas serán abiertos simultáneamente en el acto que, a tales efectos, determine el correspondiente Pliego.
La no presentación por la CONCESIONARIA del referido sobre en la fecha indicada no afectará la venta de la CONCESION en concurso público.
El derecho que establece este artículo no podrá ser ejercido cuando la venta de la concesión sea consecuencia de un incumplimiento, de acuerdo a lo previsto en la ley 11.769.

ARTICULO 9º: Si el precio presentado por la CONCESIONARIA contenido en el sobre cerrado fuera igual o mayor al de la mejor oferta económica, la CONCESIONARIA conservará la propiedad del mismo, sin estar obligado a pagar suma alguna. En este caso, se acumularán las sanciones eventualmente aplicadas a la CONCESIONARIA durante el año en curso conforme el Anexo "A" correspondiente al PERIODO DE GESTION anterior, a las que, dentro del mismo año se le apliquen en el nuevo PERIODO DE GESTION.

ARTICULO 10º: Si el precio presentado por la CONCESIONARIA, indicado en el sobre cerrado fuera menor que el correspondiente a la mejor oferta económica, la CONCESION será adjudicada al oferente que hubiera efectuado dicha oferta económica. El importe que se obtenga por la venta de la CONCESION, será entregado por la CONCEDENTE, previa deducción de los créditos que por cualquier causa tuviere a su favor, a la CONCESIONARIA que, hasta dicha venta era titular de la CONCESION. La entrega del referido importe deberá realizarse dentro del plazo de TREINTA (30) días de haberlo recibido la CONCEDENTE y contra inventario de los bienes concesionados. La diferencia entre el mejor precio ofertado y el precio ofertado por la CONCESIONARIA, previa deducción de los créditos existentes, será considerado por la CONCEDENTE como de libre disponibilidad.

ARTICULO 11: La CONCESIONARIA se obliga a transferir al nuevo concesionario, en o antes de la finalización del PERIODO de GESTION, los bienes que integran la CONCESION contra entrega del precio que haya pagado el nuevo adquirente por el otorgamiento de la Concesión.

ARTICULO 12: La AUTORIDAD DE APLICACION designará un veedor para que se desempeñe en la CONCESIONARIA, a partir de por lo menos UN (1) año antes de que finalice cada PERIODO DE GESTION y hasta no más allá de SEIS (6) meses, a contar de la toma de posesión por parte de quién resulte titular de la CONCESION, o, desde la fecha en que se determine que el entonces PROPIETARIO de la CONCESION retendrá la propiedad del mismo.
La función de dicho veedor será la de asegurar que se proporcione a los oferentes de la CONCESION la más detallada y segura información, y que el proceso de transferencia o el paso de un PERIODO DE GESTION al siguiente sea lo más ordenado posible. Para ese fin, el veedor tendrá las más amplias facultades de solicitar información a la CONCESIONARIA o realizar las investigaciones que considere convenientes.

VENCIMIENTO DEL CONTRATO - PAGO DE BIENES.

ARTICULO 13: Al vencimiento del plazo estipulado en el Artículo 3º de este CONTRATO o a su finalización por cualquier causa, todos los bienes de propiedad de la CONCESIONARIA que estuvieran afectados de modo directo o indirecto a la prestación de SERVICIO PUBLICO, serán pagados a ésta según el procedimiento que se establece a continuación: a) por expropiación o b) por licitación. En caso de que la Municipalidad opte por (a) la CONCEDENTE deberá pagar a la CONCESIONARIA el valor de mercado de los bienes que integran el SERVICIO PUBLICO previo a la toma de posesión. En caso de que la Concedente opte por (b) llamará a Concurso Público para otorgar la nueva concesión del SERVICIO PUBLICO, mediante la venta de la CONCESION a una nueva sociedad, titular de la referida concesión y a la que le serán transferidos los bienes afectados de modo directo o indirecto a la prestación del SERVICIO PUBLICO.
La CONCESIONARIA recibirá, a cambio de dichos bienes, el importe que se obtenga por la venta de la CONCESION a la nueva concesionaria del SERVICIO PUBLICO, una vez deducidos los créditos que por cualquier concepto tenga la CONCEDENTE contra la CONCESIONARIA.
Dicho importe será abonado por la CONCEDENTE a la CONCESIONARIA dentro del plazo de TREINTA (30) DIAS contados desde que la CONCEDENTE perciba los importes correspondientes.
La CONCESIONARIA se obliga a suscribir toda la documentación y a realizar todos los actos necesarios para implementar la referida cesión. Si no cumpliere con lo anterior, la CONCEDENTE suscribirá la documentación y/o realizará todos los actos necesarios en nombre de la CONCESIONARIA, constituyendo el presente CONTRATO, mandato irrevocable a tal fin.

ARTICULO 14: La AUTORIDAD DE APLICACION está facultada a requerir a la CONCESIONARIA la continuación en la prestación del SERVICIO PUBLICO, por un plazo no mayor de DOCE (12) MESES contados a partir del vencimiento del PLAZO DE CONCESION. A tal efecto la AUTORIDAD DE APLICACION, deberá notificar fehacientemente tal requerimiento a la CONCESIONARIA, con una antelación no inferior a 180 días del vencimiento del plazo de la CONCESION. La actividad desarrollada en virtud de tal continuación se regirá por los términos del Contrato y se prestará bajo el mismo régimen tarifario y reglamento de servicio vigentes en el PERIODO DE GESTION inmediato anterior.

ARTICULO 15: Los bienes que aporte la CONCESIONARIA a la prestación del SERVICIO PUBLICO, y a cuyo vencimiento serán objeto del procedimiento de disposición previsto en el art. 13, se consignan en el "Anexo C", integrante del presente.

REGIMEN SOCIETARIO Y OPERATIVO.

ARTICULO 16: La CONCESIONARIA deberá tener y mantener como objeto la prestación del servicio público de distribución y comercialización de energía eléctrica y de Alumbrado Público en los términos del presente CONTRATO.

ARTICULO 17: La CONCESIONARIA tiene la obligación de informar a la AUTORIDAD DE APLICACION, en forma inmediata y fehaciente, cualquier situación significativa que ponga en riesgo el régimen societario de la Cooperativa.

INVERSIONES Y REGIMEN DE APROVISIONAMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA.

ARTICULO 18: Es exclusiva responsabilidad de la CONCESIONARIA realizar las inversiones necesarias para asegurar la prestación del SERVICIO PUBLICO conforme al nivel de calidad exigido en el "Anexo A", así como la de celebrar los contratos de compraventa de energía en bloque que considere necesarios para cubrir el incremento de demanda dentro de su AREA de CONCESION .

ARTICULO 19. La CONCESIONARIA presentará anualmente a la Municipalidad, antes del 31 de octubre de cada año, el plan de obras y trabajos a desarrollar durante el ejercicio siguiente que quedarán aprobados de no mediar observaciones dentro del plazo de 30 días corridos. Aquellas obras que no están en el Régimen Tarifario y/o contempladas que se requiera por la Municipalidad que se adicionen, deberán prever el método de financiamiento y pago a la CONCESIONARIA. Si la CONCESIONARIA expusiere razones que en tal caso le impidieran el cumplimiento, la Municipalidad podrá licitar su ejecución, a cargo de la CONCESIONARIA.

ARTICULO 20. Planes de Prioridad de mediano y largo alcance. La CONCESIONARIA deberá elevar a la Municipalidad, juntamente con el plan anual de obras que presentará a partir de la celebración de esta CONCESION, planes de prioridades de obras, trabajos e inversiones, a mediano y largo plazo (5 y 10 años) incluyendo los respectivos planes tentativos de financiación. La CONCESIONARIA estará obligada a efectuar dicha presentación informativa cada cinco años.

ARTICULO 21. Instalaciones. La CONCESIONARIA se obliga a que las instalaciones de su propiedad llenen cabalmente las necesidades de la demanda, cubriendo tanto los aspectos técnicos como estéticos.

ARTICULO 22. Reparación. La CONCESIONARIA deberá reparar los daños y/o roturas que ocasione, dentro del plazo acordado con la Municipalidad para la restauración de los bienes dañados de la Municipalidad. Si hubiera injustificada demora por parte de la

CONCESIONARIA, la Municipalidad podrá intimarle a que las inicie, continúe y/o finalice en el plazo que establezca; vencido el mismo la Municipalidad podrá efectuar dicha reparación con cargo a la CONCESIONARIA sin que ello exima de las penalidades previstas en la Ordenanza Impositiva.

USO DE DOMINIO PÚBLICO

ARTICULO 23.. La CONCESIONARIA tendrá derecho a hacer uso y ocupación de los lugares integrantes del dominio público provincial o municipal, incluso su subsuelo y espacio aéreo que fuesen necesarios para la colocación de las instalaciones para la prestación del SERVICIO PUBLICO, incluso en líneas de comunicación y mando y de inteconexión con centrales generadoras de energía eléctrica o con otras redes de distribución o de transporte de energía eléctrica; sin perjuicio de su responsabilidad por los daños que pueda ocasionar a dichos bienes, o a terceros en le curso de su uso, conforme a las normas que establecen su utilización.

SERVIDUMBRES Y MERAS RESTRICCIONES.

ARTICULO 24. La CONCESIONARIA podrá utilizar en beneficio de la prestación del SERVICIO PUBLICO los derechos emergentes de las restricciones administrativas al dominio, sin necesidad de pago de indemnización alguna, salvo la existencia y/o configuración de perjuicios con motivo de su utilización; quedando autorizada a tender y apoyar, mediante postes y/o soportes, las líneas de distribución de la energía eléctrica y/o instalar cajas de maniobras, de protección y/o distribución de energía eléctrica en los muros exteriores o en la parte exterior de las propiedades ajenas y/o instalar centros de transformación en los casos que sea necesario, de conformidad con la reglamentación vigente y/o que dicte el ORGANISMO DE CONTROL.

ARTICULO 25: A los efectos de la prestación del SERVICIO PUBLICO, la CONCESIONARIA, gozará de los derechos de servidumbre previstos en las Leyes Nº 8.398 y 11.769 y su decreto reglamentario.
El dueño del fundo sirviente quedará obligado a permitir la entrada de materiales y/o personal de la CONCESIONARIA bajo responsabilidad de la misma.

TRABAJOS EN LA VIA PUBLICA.

ARTICULO 26: La instalación en la vía pública o en lugares de dominio público, de cables demás elementos o equipos necesarios para la prestación del SERVICIO PUBLICO por parte de la CONCESIONARIA, deberá realizarse en un todo de acuerdo a la normativa vigente.
La CONCESIONARIA será responsable de todos los gastos incurridos en la realización de tales trabajos, como asimismo de los daños que los mismos puedan ocasionar a terceros o a los bienes de dominio público.

ARTICULO 27: Una vez autorizada, por la autoridad respectiva, la colocación de cables y demás instalaciones en la vía pública u otros lugares de dominio público, no podrá obligarse a la CONCESIONARIA a removerlos o trasladarlos sino cuando fuere necesario en razón de obras a ejecutarse por la Nación, la Provincia de Buenos Aires y la Municipalidad, o empresas concesionarias de servicios u obras públicas. En tales casos, la autoridad que ordene la remoción y/o traslado deberá comunicarlo, a la CONCESIONARIA, con una anticipación suficiente.
Asimismo, los vecinos del AREA de CONCESION , podrán solicitar su remoción o traslado a la CONCESIONARIA, fundamentando las razones de tal petición; si las mismas fuesen razonables y no afectasen derechos de otros USUARIOS y/o vecinos del AREA o en nivel de calidad de la prestación del SERVICIO PUBLICO, la CONCESIONARIA deberá atender dichas solicitudes.

Todos los gastos de remoción, retiro, traslado, modificación, acondicionamiento, sustitución y prolongación de cables e instalaciones que fuera menester realizar, para que queden en perfectas condiciones de seguridad y eficiencia desde le punto de vista técnico y económico, deberán serle reintegrados a la CONCESIONARIA por la autoridad, empresa, USUARIO o vecino que haya requerido la realización de los trabajos.
Toda controversia que se suscite con motivo de estas solicitudes será resuelta por el ORGANISMO DE CONTROL.

MEDIDORES.

ARTICULO 28: Cada medidor de consumo antes de ser colocado o repuesto, deberá ser verificado por la CONCESIONARIA de acuerdo con lo establecido en las normas que dicte el ORGANISMO DE CONTROL. Hasta tanto dichas normas sean establecidas deberá cumplir como mínimo con las condiciones metrológicas estipuladas en las normas IRAM 2411, 2412 y 2413 parte I o II o aquella otra que en el futuro la sustituya, según corresponda, y normas de exigencias acordes para el resto de los elementos que integren la medición.
Los medidores monofásicos y trifásicos, deberán ser clase DOS (2) excepto en el caso de las tarifas correspondientes a grandes consumos que deberán ser de clase UNO (1) o mejor.

ARTICULO 29: Dentro del término de DIECIOCHO (18) MESES contados a partir de la ENTRADA EN VIGENCIA, la CONCESIONARIA deberá presentar al ORGANISMO DE CONTROL para su aprobación, un plan de muestreo estadístico de medidores por lotes de similares características (tipo, corriente, antigüedad de instalación) que permita evaluar las condiciones de cada lote y tomar decisiones al respecto, debiendo con posterioridad cumplir con el plan acordado.
Sólo podrá exigirse a la CONCESIONARIA el retiro, mantenimiento y recontraste de medidores, en los términos y condiciones establecidos en el Reglamento de Suministro y/o en el plan indicado en el párrafo anterior.

RESPONSABILIDAD.

ARTICULO 30: La CONCESIONARIA será responsable por todos los daños y perjuicios causados a terceros y/o bienes de propiedad de éstos como consecuencia de la ejecución del CONTRATO y/o el incumplimiento de las obligaciones asumidas conforme al mismo y/o la prestación del SERVICIO PUBLICO.
A los efectos de lo estipulado en este Artículo, entre los terceros se considera incluida a la CONCEDENTE.

OBLIGACIONES DE LA CONCESIONARIA.

ARTICULO 31: La CONCESIONARIA deberá cumplimentar las siguientes obligaciones:

a) Prestar el SERVICIO PUBLICO dentro del AREA, conforme a los niveles de calidad detallados en el "Anexo A", teniendo los USUARIOS los derechos establecidos en el respectivo REGLAMENTO DE SERVICIO que integrará el presente y que debe ser aprobado por la AUTORIDAD DE APLICACION.

b) Satisfacer toda demanda de suministro del SERVICIO PUBLICO en el AREA, de acuerdo con lo previsto en el Artículo 2 atendiendo todo nuevo requerimiento, ya sea que se trate de un aumento de la capacidad de suministro o de una nueva solicitud de servicio.

c) Suministrar energía eléctrica a las tensiones de 3 x 380/220 V; 13,2 kV; 33 kV; 132 kV; 220 kV o en cualquier otra acordada por el ORGANISMO DE CONTROL en el futuro.
Los gastos de la nueva conexión, modificación o sustitución del equipamiento eléctrico realizados como consecuencia del cambio de una tensión a otra, por

iniciativa de la CONCESIONARIA deberán ser soportados íntegramente por la misma; si el cambio se efectuara a solicitud del USUARIO éste deberá soportar tales gastos.

d) Adoptar las medidas necesarias para asegurar la provisión y disponibilidad de energía eléctrica, a fin de satisfacer la demanda en tiempo oportuno y conforme al nivel de calidad establecido en el "Anexo A", debiendo, a tales efectos, asegurar las fuentes de aprovisionamiento. La CONCEDENTE no será responsable, bajo ninguna circunstancia, de la provisión de energía eléctrica faltante para abastecer la demanda actual o futura de la CONCESIONARIA.

e) Calcular su cuadro tarifario de acuerdo al procedimiento descripto en el "Anexo B", someterlo a la aprobación de la AUTORIDAD DE APLICACIÓN y facilitar el conocimiento de los valores tarifarios a los USUARIOS.

f) Efectuar las inversiones, y realizar el mantenimiento necesario para garantizar los niveles de calidad del servicio definidos en el Anexo "B".

g) Adoptar las medidas necesarias para asegurar la provisión y disponibilidad de energía eléctrica, a fin de satisfacer la demanda en tiempo oportuno y conforme al nivel de calidad establecido en el Anexo "B", debiendo, a tales efectos, asegurar las fuentes de aprovisionamiento. La CONCEDENTE no será responsable, bajo ninguna circunstancia, de la provisión de energía eléctrica faltante para abastecer la demanda actual o futura de la DISTRIBUIDORA.

h) Extender o ampliar las instalaciones cuando ello resulte conveniente a las necesidades del SERVICIO PUBLICO, a requerimiento del ORGANISMO DE CONTROL.

i) Permitir el acceso indiscriminado de terceros a la capacidad de transporte de sus sistemas, mientras no esté comprometida para abastecer su demanda, en las condiciones pactadas con aquél. La capacidad de transporte incluye la de transformación y el acceso a toda otra instalación o servicio que el ORGANISMO DE CONTROL determine.

j) Facilitar la utilización de sus redes a GRANDES USUARIOS en las condiciones que se establecen en el "Anexo B" (Régimen Tarifario).

k) Instalar, operar y mantener las instalaciones y/o equipos, de forma tal que no constituyan peligro para la seguridad pública, respetando las normas que regulan la materia.

l) Adecuar su accionar al objetivo de preservar y/o mejorar los ecosistemas involucrados con el desarrollo de su actividad, cumpliendo las normas destinadas a la protección del medio ambiente actualmente en vigencia, como asimismo, aquellas que en el futuro se establezcan.

m) Adecuar su accionar al objetivo de preservar y/o mejorar los ecosistemas involucrados con el desarrollo de su actividad, cumpliendo las normas destinadas a la protección del medio ambiente actualmente en vigencia, como asimismo, aquellas que en el futuro se establezcan.

n) Proponer y fomentar para sí y para sus USUARIOS el uso racional de la energía eléctrica.

ñ) Sujetar su accionar al Reglamento de Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios que determine la SECRETARIA DE OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS DE LA NACION y la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (CAMMESA) a los efectos de reglar las transacciones en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM.)

o) Elaborar y aplicar, previa aprobación del ORGANISMO DE CONTROL , las normas que han de regir la operación de las redes de distribución en todos aquellos temas que se relacionen a vinculaciones eléctricas que se implementen con otro Distribuidor, con Transportistas y/o Generadores.

p) Abstenerse de ofrecer ventajas o preferencias en el acceso a sus instalaciones, excepto las que puedan fundarse en categorías de USUARIOS, o diferencias que determine el ORGANISMO DE CONTROL.

q) Abstenerse de constituir hipoteca, prenda, u otro gravamen o derecho real en favor de terceros sobre los bienes afectados a la prestación del SERVICIO

PUBLICO, sin perjuicio de la libre disponibilidad de aquellos bienes que en el futuro resultaren inadecuados o innecesarios para tal fin. Esta prohibición no alcanzará a la constitución de derechos reales que la CONCESIONARIA otorgue sobre un bien en el momento de su adquisición, como garantía de pago del precio de compra.

r) Fijar especificaciones mínimas de calidad para la electricidad que se coloque en su sistema de distribución, de acuerdo con los criterios que especifique el ORGANISMO DE CONTROL.

s) Abstenerse de abandonar total o parcialmente la prestación del SERVICIO PUBLICO o las instalaciones destinadas o afectadas a su prestación, sin contar previamente con la autorización del ORGANISMO DE CONTROL.

t) Abonar la tasa de inspección y control que fije el ORGANISMO DE CONTROL, conforme a lo dispuesto por la Ley Nº 11.769.

u) Poner a disposición del ORGANISMO DE CONTROL todos los documentos e información necesarias, o que éste le requiera, para verificar el cumplimiento del CONTRATO, la Ley Provincial Nº 11.769 y toda norma aplicable, sometiéndose a los requerimientos que a tal efecto el mismo realice.

v) Abstenerse de realizar actos que impliquen competencia desleal o abuso de una posición dominante en el mercado. En tales supuestos, el ORGANISMO DE CONTROL , previa instrucción sumarial respetando los principios del debido proceso, podrá intimar a la CONCESIONARIA a cesar en tal actitud, y/o aplicar las SANCIONES previstas en el Anexo "C".

w) Inventario y Balance. La CONCESIONARIA hará llegar al Municipio en el plazo de seis meses, el último balance e inventario anterior al presente contrato de concesión a firmarse, comprometiéndose anualmente a hacer conocer al Municipio las altas y bajas que se produzcan. También le hará llegar anualmente la Memoria respectiva.

x) Cumplimentar las disposiciones y normativa emanadas de la AUTORIDAD DE APLICACION en virtud de sus atribuciones legales.

y) Cumplir con todas las leyes y regulaciones que por cualquier concepto le sean aplicables, entre ellas, las de orden laboral y de seguridad social.

OBLIGACIONES DE LA CONCEDENTE.

ARTICULO 32: Es obligación de la CONCEDENTE garantizar a la CONCESIONARIA la exclusividad del SERVICIO PUBLICO, por el término y bajo las condiciones que se determinan en el presente contrato.

REGIMEN TARIFARIO.

ARTICULO 33: Los Cuadros Tarifarios que apruebe la AUTORIDAD DE APLICACION constituyen valores máximos, límite dentro del cual la CONCESIONARIA facturará a sus USUARIOS por el servicio prestado.
Estos valores máximos no serán de aplicación en el caso de los contratos especiales acordados entre los USUARIOS y la CONCESIONARIA.

ARTICULO 34: Establécese por el término de DIEZ (10) AÑOS, contados a partir de la fecha de VIGENCIA, el Régimen Tarifario y el Cuadro Tarifario, definidos en el Anexo "B". Los valores del Cuadro Tarifario a aplicar por la CONCESIONARIA, se calcularán según lo establecido en el Procedimiento para la determinación de los Cuadros Tarifarios de Aplicación, que se explicita en el Anexo "B".

ARTICULO 35: La CONCESIONARIA podrá proponer a la AUTORIDAD DE APLICACION el establecimiento de Tarifas que respondan a modalidades de consumo no contempladas en el Régimen Tarifario del Anexo "B" cuando su aplicación signifique mejoras técnicas y económicas en la prestación del servicio tanto para los USUARIOS como para la CONCESIONARIA.

Estas propuestas podrán ser presentadas una vez transcurridos DOS (2) AÑOS de la ENTRADA EN VIGENCIA.

ARTICULO 36: El Cuadro Tarifario Inicial que aplicará la CONCESIONARIA desde la ENTRADA EN VIGENCIA es el que figura en el Anexo "B".

ARTICULO 37: El Régimen Tarifario y Cuadro Tarifario será revisado en el año número CINCO (5) del inicio de la Concesión y a partir de esa fecha cada CINCO (5) AÑOS. A ese fin, con UN (1) año de antelación a la finalización de cada período de CINCO (5) AÑOS, el ORGANISMO DE CONTROL presentará a la AUTORIDAD DE APLICACION la propuesta de un nuevo Régimen Tarifario y Cuadro Tarifario.
El régimen tarifario será revisado en el año número DIEZ (10) del inicio de la concesión y a partir de esa fecha cada DIEZ (10) AÑOS. A ese fin, con UN (1) AÑO de antelación a la finalización de cada período de DIEZ (10) AÑOS, el ORGANISMO DE CONTROL presentará a la AUTORIDAD DE APLICACION la propuesta de un nuevo régimen tarifario.
Las propuestas del ORGANISMO DE CONTROL, con las sugerencias de los CONCESIONARIOS MUNICIPALES ,*deberán respetar los principios tarifarios básicos* establecidos en la Ley Provincial Nº 11.769 y su reglamentación, así como los lineamientos y *parámetros que especifique la AUTORIDAD DE APLICACION debiendo basarse* en los siguientes principios:

a) Reflejar el costo marginal o económico de la prestación del Servicio de Distribución para el siguiente período.
b) La asignación de los costos propios de Distribución a los parámetros tarifarios de cada categoría que se defina en el Régimen Tarifario, deberá efectuarse teniendo en cuenta la modalidad de consumo de cada grupo de usuarios y el nivel de tensión en que se efectúe el suministro.
c) La propuesta de modificación del Régimen Tarifario deberá sustentarse en la estructura de consumo de los usuarios y tener un grado de detalle que relacione los costos económicos con los parámetros de tarificación para cada categoría de usuarios.

ARTICULO 38. El ORGANISMO DE CONTROL, a los efectos de proceder a la presentación de la propuesta reglada en el artículo precedente podrá:

a) contratar los servicios de un grupo consultor de reconocida experiencia en el Sector Eléctrico, que deberá efectuar una propuesta tarifaria alternativa siguiendo idénticos lineamientos que los definidos para la CONCESIONARIA.
b) analizar ambas propuestas y establecer en función de su resultado, compatibilizando el interés de la CONCESIONARIA y de sus USUARIOS, el Régimen Tarifario y el Procedimiento para determinar los Cuadros Tarifarios que estarán vigentes en el siguiente período.

REGIMEN TRIBUTARIO.

ARTICULO 39. La CONCESIONARIA estará sujeta al pago de todos los tributos establecidos por las leyes nacionales y/o provinciales y/o municipales vigentes y no regirá a su respecto ninguna excepción que le garantice exenciones ni estabilidad tributaria de impuestos, tasas o gravámenes.
Sin perjuicio de ello, si con posterioridad a la fecha de ENTRADA EN VIGENCIA, se produjera un incremento de su carga fiscal, originada como consecuencia de la sanción o modificación de impuestos, tasas o gravámenes nacionales y/o provinciales y/o municipales o de la consagración de un tratamiento tributario diferencial para la prestación del SERVICIO PUBLICO y discriminatorio respecto de otros SERVICIOS PUBLICOS, la CONCESIONARIA podrá trasladar el importe de dichos impuestos, tasas o gravámenes a las tarifas o precios en su exacta incidencia, previa intervención de la AUTORIDAD DE APLICACIÓN.

PEAJE

ARTICULO 40 La CONCESIONARIA tendrá derecho a cobrar un peaje por el uso de sus líneas en los términos del artículo 42 inciso d) de la Ley Nº 11.769, a GRANDES USUARIOS o a cualquier otro agente del mercado eléctrico provincial que se abastezcan directamente de generadores o de distribuidores o comercializadoras autorizadas en los términos de dicha ley. Dicho peaje se ajustará en cuanto a su precio y forma de pago a las modalidades de la Ley 11.769 y de su reglamentación.

GARANTIA

ARTICULO 41. La CONCESIONARIA otorgará una póliza de caución o aval similar a satisfacción de la Municipalidad, para garantizar sus obligaciones conforme a este Contrato.
Dicha caución o aval no podrá ser superior al monto bruto de dos facturaciones mensuales promedio.

SANCIONES POR INCUMPLIMIENTOS.

ARTICULO 42. En caso de incumplimiento de las obligaciones asumidas por la CONCESIONARIA, el ORGANISMO DE CONTROL podrá aplicar las sanciones previstas en el Anexo A y B sin perjuicio de la afectación de la póliza prevista en este CONTRATO.

INCUMPLIMIENTO DE LA CONCESIONARIA. EJECUCION DE LA GARANTIA.

ARTICULO 43. La CONCEDENTE podrá, sin perjuicio de otros derechos que le asisten en virtud del contrato, ejecutar las garantías otorgadas en los siguientes casos:
a) Incumplimiento de lo establecido en el art. 31 de este contrato.
b) Cuando la CONCESIONARIA incumpliera en forma reiterada sus obligaciones contractuales sustanciales y habiendo sido intimada por el ORGANISMO DE CONTROL, a regularizar tal situación dentro de un plazo y no lo hiciere.
c) Cuando el valor acumulado de las multas aplicadas a la CONCESIONARIA en le período anterior a un año, supere el veinte porciento (20 %) de su facturación anual exenta de impuestos y tasas.

ARTICULO 44: Producido cualquiera de los incumplimientos que se mencionan en el Artículo precedente, la CONCEDENTE podrá solicitar una indemnización de las sumas siguientes calculadas sobre el importe obtenido para la ejecución de la garantía:
a) Si el incumplimiento se produce en el primer tercio del PERIODO DE GESTION, la indemnización será del TREINTA PORCIENTO (30%).
b) Si el incumplimiento se produce en el segundo tercio del PERIODO DE GESTION, la indemnización será del VEINTE PORCIENTO (20%).
C) Si el incumplimiento se produce en le último tercio del PERIODO DE GESTION, la indemnización será del DIEZ PORCIENTO (10%).
Los términos que se mencionan en los incisos que anteceden, se cuentan a partir de la fecha de inicio de cada PERIODO DE GESTION.

RESCISION POR INCUMPLIMIENTO DE LA CONCEDENTE.

ARTICULO 45: Cuando la CONCEDENTE incurra en incumplimiento de sus obligaciones de forma tal que impidan a la CONCESIONARIA la prestación del SERVICIO PUBLICO, o afecten gravemente al mismo en forma permanente, la CONCESIONARIA podrá exigir la rescisión del CONTRATO, previa intimación a la CONCEDENTE para que en el plazo de NOVENTA (90) DIAS regularice tal situación.

En caso de que se produzca la rescisión del contrato, la totalidad de los bienes de propiedad de la CONCESIONARIA que estuvieren afectados a la prestación del SERVICIO PUBLICO se considerarán automáticamente cedidos a una sociedad que deberá constituir la CONCEDENTE, a la cual le será otorgada, por el plazo que disponga, la titularidad de una nueva concesión del SERVICIO PUBLICO. El capital accionario de la nueva sociedad corresponderá a la CONCEDENTE hasta que se haya producido su transferencia en favor de quienes resulten ser adjudicatarios del Concurso Público, que a tales efectos deberá realizarse. La sociedad que será titular de la nueva concesión se hará cargo de la totalidad del personal empleado por la CONCESIONARIA para la prestación del SERVICIO PUBLICO.
Producida la rescisión del CONTRATO el CONCEDENTE abonará a la CONCESIONARIA el valor obtenido como resultado de la valuación referida, previa deducción de los créditos que tenga el CONCEDENTE contra la CONCESIONARIA por cualquier concepto.
La CONCESIONARIA se obliga a suscribir toda la documentación y realizar todos los actos que pudieran resultar necesarios para implementar la cesión de los bienes que estuvieran afectados al SERVICIO PUBLICO.
En caso de incumplimiento por la CONCESIONARIA de la obligación precedentemente descripta, la CONCEDENTE suscribirá la documentación y/o realizará todos los actos necesarios en nombre de aquélla, constituyendo el presente CONTRATO un mandato irrevocable otorgado por la CONCESIONARIA a tal fin.

ARTICULO 46. Sustitución del deudor. Si a la fecha de la entrega de los bienes al Municipio o al nuevo Concesionario, la CONCESIONARIA tuviera créditos otorgados por autoridades nacionales, provinciales, la Banca pública o privada, cualquier otro organismo nacional o internacional, contraídos con motivo de mantener la adecuada prestación del servicio o su ampliación, el saldo de los compromisos a la fecha de entrega de los bienes, será asumido por la Municipalidad en las mismas condiciones en que fueron celebrados por la CONCESIONARIA. Si por circunstancias especiales no fuere posible la sustitución del deudor, deberá indemnizarse el saldo pendiente. El capital cuya amortización asuma en esta forma el Municipio será descontado de las indemnizaciones que pudieren corresponder a la CONCESIONARIA.

QUIEBRA DE LA CONCESIONARIA

ARTICULO 47: Declarada la quiebra de la CONCESIONARIA , la CONCEDENTE podrá optar por:

a) determinar la continuidad de la prestación del SERVICIO PUBLICO, por parte de la CONCESIONARIA, siendo facultad de la CONCEDENTE solicitar dicha continuidad al Juez Competente;
b) declarar rescindido el CONTRATO.

Si la CONCEDENTE opta por esta última alternativa la totalidad de los bienes de propiedad de la CONCESIONARIA que estuvieren afectados a la prestación del SERVICIO PUBLICO se considerarán cedidos a la sociedad que se cree bajo las formas previstas en la Ley Nº 11.769 que deberá constituir la CONCEDENTE, a la cual le será otorgada, por el plazo que disponga, la titularidad de una nueva concesión del SERVICIO PUBLICO.
La CONCESIONARIA se obliga a suscribir toda la documentación y realizar todos los actos que pudieran resultar necesarios para implementar la cesión de los bienes referida en los párrafos precedentes. En caso de incumplimiento por la CONCESIONARIA de la obligación precedentemente descripta, la CONCEDENTE suscribirá la documentación y/o realizará todos los actos necesarios en nombre de aquélla, constituyendo el presente CONTRATO un mandato irrevocable otorgado por la DISTRIBUIDORA a tal fin.

CESION

ARTICULO 48. Los derechos y obligaciones de la CONCESIONARIA emergentes del presente CONTRATO, no podrán ser cedidos a ningún tercero sin el consentimiento previo de la Municipalidad.

DERECHO APLICABLE Y JURISDICCION.-

ARTICULO 49. Jurisdicción arbitral. Toda discrepancia con las normas del presente contrato será salvada mediante la intervención en carácter de árbitro, del ORGANISMO DE CONTROL, la que podrá ser solicitada por cualquiera de las partes, con recurso ante la justicia en lo Contencioso-Administrativo de la Provincia de Buenos Aires, asimismo la CONCESIONARIA aceptará la jurisdicción que establece el artículo 149, inciso 3, de la Constitución de la Provincia de Buenos Aires y artículo 237 de la Ley Orgánica de las Municipalidades.

GESTION BAJO LA CONCESION ANTERIOR.

ARTICULO 50: Al entrar en vigencia la CONCESION, queda sin efecto la Concesión vigente a favor de la CONCESIONARIA . En "Anexo D" se detallan los créditos y débitos recíprocos, y las obras pendientes de ejecución, si las hubiere. Con el cumplimiento de las mismas y el pago correspondiente la Municipalidad aprueba la gestión de la CONCESIONARIA con relación a la Concesión otorgada por Ordenanza Nº ....

VARIOS

ARTICULO 51. Adaptación. Si durante el término de esta concesión se produjere un cambio en la legislación o su reglamentación, que cree obstáculos para el cumplimiento de este contrato, la CONCESIONARIA deberá introducir en su estructura las modificaciones necesarias para continuar prestando servicio conforme las cláusulas del presente, previa autorización municipal, con debido resguardo de los derechos adquiridos por la CONCESIONARIA.

ARTICULO 52: La CONCESIONARIA no deberá aplicar otros regímenes tarifarios diferenciales que aquéllos a los que a la fecha de firma del presente CONTRATO, son aplicados por el actual distribuidor municipal, salvo aquellos acuerdos que la CONCESIONARIA pueda celebrar con clientes activos con caracteristicas de demanda que los habilite para acceder al Mercado Eléctrico Mayorista. La celebración de estos acuerdos no podrá ser invocada por la CONCESIONARIA para alegar un cambio de la ecuación económica del negocio de distribución.

La AUTORIDAD DE APLICACION controlará la correcta aplicación de estos regímenes tarifarios diferenciales, debiendo informar a las áreas del Gobierno Provincial respectivas los montos anuales de las partidas presupuestarias específicas destinadas a cubrir la diferencia de ingresos de la CONCESIONARIA por aplicación de las reducciones tarifarias y regímenes tarifarios diferenciales que cada una de dichas áreas de Gobierno deberá prever en su estimación presupuestaria, a partir del año siguiente al de la entrada en vigencia del presente CONTRATO.

La CONCESIONARIA aportará a la AUTORIDAD DE APLICACION los datos necesarios para verificar los montos a que es acreedora por aplicación de los citados regímenes diferenciales y reducciones tarifarias.

La AUTORIDAD DE APLICACION acordará con cada área de gobierno respectiva, el mecanismo por el cual se asegure a la CONCESIONARIA, el reintegro mensual de los montos correspondientes.

En caso de no recibir los reintegros por un plazo de SESENTA (60) días la CONCESIONARIA estará facultada a cesar en la aplicación de las referidas reducciones tarifarias y regímenes tarifarios diferenciales, previa notificación fehaciente a la AUTORIDAD DE APLICACION.

En el período comprendido entre la FECHA DE ENTRADA EN VIGENCIA y el 31 de diciembre del mismo año, la CONCESIONARIA se compromete a aplicar las citadas reducciones y regímenes tarifarios diferenciales, quedando las diferencias de ingresos resultantes a su exclusivo cargo.

En prueba de conformidad se firma el presente en DOS (2) ejemplares de un mismo tenor y a un solo efecto, en ....., a los ... días del mes de ..... de 1997.-

años contados desde la misma, se admitirá que los límites de demanda que definen las categorías tarifarias se amplíen, en virtud de limitaciones impuestas por los equipos de medición instalados, a los siguientes valores:

- Clientes de Pequeñas Demandas:

  Serán aquellos cuya demanda máxima es inferior a treinta kilovatios (30 KW).

- Clientes de Medianas Demandas:

  Serán aquellos cuya demanda máxima promedio de quince (15) minutos consecutivos es igual o superior a treinta kilovatios (30 KW) e inferior a cien kilovatios (100 KW).

- Clientes de Grandes Demandas:

  Son aquellos cuya demanda máxima promedio de quince (15) minutos consecutivos es de cien kilovatios (100 KW) o más.

LA CONCESIONARIA contará con un plazo de dos (2) años a partir de la fecha de Toma de Posesión para proveer los equipos de medición que le permitan encuadrar a la totalidad de sus clientes en la categoría correspondiente a sus niveles de demanda, identificados en la página 1 del presente Régimen. LA CONCESIONARIA procederá luego de la instalación del equipo de medición al cambio del encasillamiento a los clientes que corresponda, rigiendo la modificación a partir del primer período de facturación posterior a la citada instalación.

En caso que, transcurrido el lapso de dos (2) años, LA CONCESIONARIA no haya provisto el equipamiento de medición adecuado para clasificar a la totalidad de sus clientes, segun las previsiones de la página 1 del presente régimen tarifario, será sancionada según se establece en el **Subanexo D "Normas de Calidad de Servicio Público y Sanciones".**

CAPÍTULO I

TARIFA 1 - PEQUEÑAS DEMANDAS

Artículo 1: APLICABILIDAD
La Tarifa 1 se aplica a los clientes que den a la energía eléctrica suministrada los usos indicados en cada categoría tarifaria, a condición de que su demanda máxima de potencia sea inferior a diez kilovatios (10 KW).

Artículo 2: IMPORTES, FACTURACIÓN, FORMA DE PAGO E INCUMPLIMIENTOS.
El cliente pagará por el servicio que recibe:

- Un cargo fijo, haya o no consumo de energía, contenido en el Cuadro Tarifario aprobado por la Autoridad de Aplicación para ser aplicado por LA CONCESIONARIA.

- Los cargos variables contenidos en el Cuadro Tarifario aprobado por la Autoridad de

Aplicación para ser aplicados por LA CONCESIONARIA, multiplicados por la cantidad de energía consumida.

- De resultar procedentes de acuerdo a lo estipulado en el Artículo 3 de éste Subanexo, los recargos por bajo factor de potencia contenidos en el Cuadro Tarifario aprobado por la Autoridad de Aplicación para ser aplicado por LA CONCESIONARIA.

Los valores iniciales correspondientes a los cargos fijo, variables y por bajo factor de potencia, se indican en el **Subanexo C "Cuadro Tarifario Inicial"**, y se recalcularán según se establece en el **Subanexo B "Procedimiento para la Determinación del Cuadro Tarifario"**, en las oportunidades y con las frecuencias que allí se indican.

Las facturas por suministro de energía serán presentadas al cliente, pudiendo ser abonadas en efectivo o mediante cheque, interdepósito, giro a la orden de LA CONCESIONARIA, u otra modalidad de pago que LA CONCESIONARIA autorice en los lugares que esta disponga.

Los valores respectivos deberán encontrarse acreditados en la cuenta o en poder de LA CONCESIONARIA dentro del plazo señalado para el vencimiento de las facturas, incluido cuando correspondiere el plazo de compensación bancaria, o en el día hábil inmediato posterior si el día de vencimiento fuera feriado.

En caso de no cumplimentarse el pago conforme lo señalado en el párrafo precedente, se considerará que el mismo fue efectuado fuera de término, procediéndose en tal caso a liquidar intereses punitorios por los días que medien entre el vencimiento de la factura y la fecha de efectivo pago a LA CONCESIONARIA.

Los pagos realizados por el cliente serán apropiados en primer término y hasta su cancelación total, a las facturas por intereses punitorios que se encuentren pendientes de pago. En caso de subsistir un remanente de dicho pago, luego de cumplimentar lo expuesto precedentemente, se afectará el mismo al pago total o parcial de la factura por suministro de mayor antigüedad, comenzando por la primera cuyo vencimiento haya operado.

Los saldos impagos de las facturas por consumo, continuarán devengando los intereses punitorios pertinentes.

El incumplimiento de pago de facturas por suministro de potencia y energía eléctrica en la fecha estipulada, originará que la mora se produzca automáticamente, sin que sea menester intimación judicial o extrajudicial. A partir de la fecha de producida la misma, LA CONCESIONARIA aplicará el interés punitorio determinado por la Autoridad de Aplicación.

Las facturas por intereses punitorios deberán ser abonadas dentro de los diez (10) días corridos de su presentación.

Sin perjuicio de ello estarán a exclusivo cargo del cliente los gastos que demande la percepción efectiva del importe adeudado.

En caso que la mora aludida supere los quince (15) días corridos de la fecha de vencimiento de la

factura, LA CONCESIONARIA podrá proceder a la suspensión del suministro de energía eléctrica e iniciar las acciones administrativas y/o judiciales a las que se encuentra habilitada por la legislación vigente.

Artículo 3: FACTOR DE POTENCIA

El cliente deberá mantener su "factor de potencia" o "coseno fi" por encima de ochenta y cinco centésimos (0,85). Se considerará energía reactiva excedente a la que supere el 63 % de la energía activa consumida.

La determinación del factor de potencia del cliente podrá llevarse a cabo, a opción de LA CONCESIONARIA, efectuando mediciones instantáneas bajo un régimen de funcionamiento y carga normales en las instalaciones objeto del suministro, o bien determinando su valor medio durante el período de facturación, por medición de la energía reactiva entregada al cliente en dicho período.

Si LA CONCESIONARIA comprobara que el factor de potencia resulta inferior al valor señalado, notificará al cliente esta circunstancia otorgándole un plazo de sesenta *(60) días* para que éste proceda a su corrección.

En caso que transcurrido el plazo otorgado para la normalización, el cliente aún registrase bajo factor de potencia, el exceso de energía reactiva será penalizado facturando cada kilovolt-amper reactivo hora (KVARh) excedente al precio fijado en el Cuadro Tarifario, a partir de la primera facturación que se le emita con posterioridad a la comprobación de la anomalía, y hasta tanto la misma sea subsanada.

No obstante, si el factor de potencia registrado fuere inferior a sesenta centésimos (0,60), LA CONCESIONARIA previa notificación al cliente, podrá suspender el suministro de energía hasta tanto éste lleve a cabo la adecuación de sus instalaciones.

Artículo 4: ENCUADRAMIENTOS

A los fines de clasificar y aplicar los debidos cargos a los clientes comprendidos en la Tarifa 1, se definen los siguientes tipos de suministros:

4.1.- TARIFA 1R - Pequeñas Demandas uso Residencial
Serán encuadrados como Tarifa 1 Residencial (T1R) exclusivamente, los servicios eléctricos prestados en los lugares y para los usos enumerados a continuación:

- Casas o departamentos destinados a vivienda únicamente, excepto hoteles, alojamientos, casas de pensión y casas donde se sub-alquilen habitaciones.
- Casa - habitación en la que el titular ejerza profesiones liberales, considerando como tales a los diplomados en instituciones o institutos oficiales y/o privados reconocidos. Se exceptúan los casos en que haya pluralidad de profesionales y/o aquellos en que exista más de una persona trabajando en relación de dependencia.
- Casa - habitación cuyos ocupantes desarrollen trabajos a domicilio, siempre que en las mismas no existan locales de atención al público, y que la potencia de los motores o

aparatos afectados a dichos trabajos no excedan de cinco décimas de kilovatios (0,5 KW) cada uno y tres kilovatios (3 KW) en conjunto.

- Dependencias o instalaciones en condominio de inmuebles cuando el destino mayoritario del mismo sea vivienda.
- En zonas urbanas y suburbanas sin servicio de agua corriente por red de cañerías, para el bombeo de agua potable destinada al consumo doméstico unifamiliar.
- Casa - habitación en la que el titular del suministro, en una dependencia de la misma posea un negocio pequeño de venta de artículos y/o servicios al menudeo (kiosco, venta de pan, verduras, comestibles en general, arreglo de calzado, etc.) y cuya potencia instalada sea inferior a la correspondiente al área destinada a vivienda.

4.1.1.- Por la prestación del servicio eléctrico en los lugares y para los usos arriba enumerados, el cliente abonará los precios establecidos para la Tarifa T1R del Cuadro Tarifario, salvo en aquellos casos que su demanda sea clasificada como estacional.

4.1.2.- Será considerado como Suministro Estacional el recibido por aquellos clientes residenciales cuyo consumo máximo de energía en un período de facturación cualquiera durante el año calendario inmediato anterior, supere en al menos setenta y cinco por ciento (75%) el promedio de los consumos facturados en ese año calendario. En estos casos la tarifa aplicable será la Tarifa 1 Residencial Estacional (T1RE).

Un cliente encasillado como T1RE en razón de su modalidad de consumo histórico, podrá solicitar a la compañía mediante comunicación escrita ser re-encasillado como T1R, si expresa que dicha modalidad de consumo no reunirá en lo sucesivo las características de tipo estacionales más arriba definidas. LA CONCESIONARIA se reserva el derecho de verificar tal cambio de comportamiento en el consumo, y el de anular el re-encasillamiento si comprueba en la práctica que el consumo continúa siendo estacional. En tales casos la compañía tendrá derecho a facturar las diferencias entre la tarifa T1RE y T1R, desde la fecha en que otorgó el re-encasillamiento.

4.2.- TARIFA 1G - Pequeñas Demandas uso General

La Tarifa 1 Servicio General (T1G) se aplicará a los servicios eléctricos prestados en los lugares y para los usos enumerados a continuación.

- Establecimientos comerciales y/o de carácter fabril y/o industrial.
- Plantas transmisoras y/o retransmisoras de telecomunicaciones (radioemisoras, teledifusoras, etc.).
- Instalaciones para el bombeo de agua y líquidos cloacales.
- Dependencias administrativas de reparticiones públicas, nacionales, provinciales y municipales.
- Asociaciones civiles y entidades con o sin propósito de lucro.
- Embajadas, legaciones y consulados; cámaras de comercio e industria, tanto nacionales como extranjeras.
- En todos los demás casos en que no corresponda expresamente otra tarifa de Pequeñas Demandas descritas en el presente Régimen.

4.2.1.- Por la prestación del servicio eléctrico en los lugares y para los usos enumerados en los

párrafos precedentes, el cliente abonará los precios establecidos para la Tarifa 1 Servicio General (T1G) del Cuadro Tarifario, en los sub-grupos bajos (T1GBC) o altos (T1GAC) consumos, salvo en aquellos casos en que su demanda sea clasificada como estacional.

4.2.2.- Será considerado como suministro estacional el recibido por aquellos clientes del servicio general cuyo consumo máximo de energía en un período de facturación cualquiera durante el año calendario inmediato anterior, supere en al menos cincuenta por ciento (50%) el promedio de los consumos facturados en ese año calendario. En estos casos la tarifa aplicable será la Tarifa 1 Servicio General Estacional (T1GE).

Un cliente encasillado como T1GE en razón de su modalidad de consumo histórico, podrá solicitar a la compañía mediante comunicación escrita ser re-encasillado como T1GBC o T1GAC, si expresa que su modalidad de consumo no reunirá en lo sucesivo las características de tipo estacionales más arriba definidas. LA CONCESIONARIA se reserva el derecho de verificar tal cambio de comportamiento en el consumo, y el de anular el re-encasillamiento si comprueba en la práctica que el consumo continúa siendo estacional. En tales casos la compañía tendrá derecho a facturar las diferencias entre la tarifa T1GE y la que se le aplicó efectivamente al cliente, como consecuencia del re-encasillamiento, desde la fecha en que el mismo tuvo lugar.

4.3.- TARIFA 1 AP - Pequeñas Demandas Alumbrado Público

Se aplicará a los clientes que utilizan el suministro para el Servicio Público de Alumbrado y Señalamiento Luminoso, según se describe a continuación:

- Iluminación de caminos, avenidas, calles, plazas, puentes y demás vías de uso público.
- Alimentación de sistemas eléctricos de señalización de tránsito.
- Iluminación de fuentes ornamentales, monumentos y relojes de propiedad nacional, provincial o municipal.

4.3.1.- En los suministros de energía eléctrica de pequeñas demandas destinada a abastecer el Alumbrado Público y Señalamiento Luminoso, el cliente pagará por el servicio que recibe un cargo fijo y un cargo variable, contenidos en el Cuadro Tarifario aprobado por la Autoridad de Aplicación para ser aplicado por LA CONCESIONARIA, proporcional a la energía consumida, cuyo valor inicial se indica en el **Subanexo C "Cuadro Tarifario Inicial"**, y se recalculará según se establece en el **Subanexo B "Procedimiento para la Determinación del Cuadro Tarifario"**, en las oportunidades y con las frecuencias que allí se indican.

Además, de resultar procedentes de acuerdo a lo estipulado en el Artículo 3 de éste Subanexo, los recargos por bajo factor de potencia contenidos en el Cuadro Tarifario aprobado por la Autoridad de Aplicación para ser aplicado por LA CONCESIONARIA.

4.3.2.- En aquellos casos en que el servicio se preste sin medición de energía suministrada, se estimará la energía consumida por cada lámpara, en base a la potencia de la misma y a un tiempo estimado de encendido de trescientas treinta (330) horas por mes, incrementando dicha energía estimada en un (5 %) cinco por ciento.

CAPÍTULO II

TARIFA 2 - MEDIANAS DEMANDAS

Artículo 5: APLICABILIDAD

La Tarifa 2 se aplicará a todos los suministros de energía eléctrica cuya demanda de potencia, independientemente de la finalidad a que se destine el consumo, sea mayor o igual a diez kilovatios (10 KW) y menor de cincuenta kilovatios (50 KW). Los precios aplicables serán los que correspondan al nivel de tensión óptimo técnico-económico para la atención de suministro.

Artículo 6: TRAMOS HORARIOS.

La duración de los tramos horarios serán coincidentes con los que se establezcan a nivel nacional para las transacciones en el Mercado Eléctrico Mayorista (M.E.M.), de acuerdo a lo siguiente:

- Duración del tramo horario de pico: coincidente con el del M.E.M.
- Duración del tramo horario fuera de pico: comprende los períodos de valle nocturno y horas restantes del M.E.M.

Artículo 7: CAPACIDAD DE SUMINISTRO.

Se denomina Capacidad de Suministro convenida a la potencia máxima en kilovatios (KW) promedio quince minutos que LA CONCESIONARIA se compromete a poner a disposición del cliente en cada punto de entrega y para cada tramo horario. El cliente se compromete a abonarla haya o no consumo, de acuerdo a lo descrito en el Artículo 8, apartados 8.1 y siguientes. Los compromisos antes citados deberán ser formalizados por escrito.

La capacidad de suministro para cada tramo horario regirá por períodos de facturación completos y por un lapso de doce (12) meses consecutivos, contados desde la fecha de habilitación del servicio, y en lo sucesivo por intervalos de doce (12) meses salvo las eventuales modificaciones previstas más adelante.

Consecuentemente las facturaciones por capacidad de suministro serán consideradas cuotas sucesivas de una misma obligación.

Transcurrido el plazo de doce (12) meses consecutivos, la obligación de abonar el importe que surge de aplicar el cargo por capacidad de suministro convenida en cada tramo horario, rige por todo el tiempo en que LA CONCESIONARIA brinde su servicio al cliente y hasta tanto éste último no comunique por escrito a LA CONCESIONARIA su decisión de prescindir total o parcialmente de la capacidad de suministro puesta a su disposición, o bien de solicitar un incremento en la capacidad de suministro.

Si habiéndose cumplido el plazo de doce (12) meses consecutivos por el que se convino la capacidad de suministro, el cliente decide prescindir totalmente de la misma, solo podrá pedir la reconexión del servicio si ha transcurrido como mínimo un (1) año de habérsele dado de baja. Alternativamente, transcurridos períodos menores, LA CONCESIONARIA podrá proceder a la reconexión previo pago por parte del cliente, como máximo, del importe del cargo por capacidad de suministro que se le hubiera facturado mientras el servicio estuvo desconectado, en base a la

capacidad convenida vigente al momento de la desconexión.

Cuando existan dudas sobre la potencia a demandar como consecuencia de iniciarse el suministro, de incorporarse nueva tecnología o equipamiento, o de circunstancias similares, LA CONCESIONARIA podrá otorgar a pedido del cliente, un plazo de prueba para fijar el valor de la capacidad de suministro de hasta tres (3) meses consecutivos. El primer período de doce (12) meses incluirá el plazo de prueba si lo hubiere.

Si el cliente necesitare una potencia superior a la convenida anteriormente en cualquier punto de entrega, para uno o más tramos horarios, deberá solicitarla por escrito con una anticipación prudencial, a efectos que LA CONCESIONARIA adopte los recaudos necesarios y proceda al cobro de la contribución por obra que corresponda conforme lo establecido en el **Subanexo E "Reglamento de Suministro y Conexión"**, en la medida que la misma sea procedente.

Acordado por LA CONCESIONARIA el aumento de capacidad de suministro, la nueva reemplazará a la anterior a partir del inicio del próximo período de facturación, y tendrá vigencia por un período de doce meses contados desde el momento en que la nueva capacidad sea puesta a disposición del cliente, y por períodos de doce meses consecutivos a menos que el cliente manifieste su expresa voluntad en contrario de la forma ya expuesta.

El cliente procurará no utilizar potencias superiores a las convenidas para cada tramo horario, y LA CONCESIONARIA no estará obligada a suministrarla. Si existiesen excesos de demanda por parte del cliente, y LA CONCESIONARIA considerase que los mismos son perjudiciales para el correcto funcionamiento y/o la integridad de sus instalaciones, podrá suspender el suministro previa notificación al cliente, y exigir el pago de los daños ocasionados en las mismas.

Artículo 8: CARGOS

Por el servicio convenido en cada punto de entrega el cliente pagará:

8.1.- Un cargo por cada kilovatio (KW) de capacidad de suministro convenida en cada tramo horario, cuando la potencia máxima demandada sea inferior a dicha capacidad. Si por el contrario la demanda de potencia excede a la capacidad de suministro convenida, el exceso será facturado conforme se indica en el punto 8.1.2. De haberse acordado la vigencia del período de prueba de tres (3) meses que sucede al inicio del suministro, o que antecede al cambio de la capacidad de suministro, la facturación del cargo por capacidad para cada tramo horario durante el mismo, se efectuará siempre en base a la potencia máxima demandada en cada tramo horario del período que se facture.

El cargo por capacidad de suministro que se facturará mensualmente estará compuesto por la suma de dos conceptos: importe por capacidad en horario pico e importe por capacidad en horario fuera de pico, que se definen a continuación:

- Importe por capacidad en horario pico: se calcula multiplicando el cargo por potencia de pico contenido en el Cuadro Tarifario, aprobado por la Autoridad de Aplicación para ser aplicado por LA CONCESIONARIA, por la demanda de potencia en pico (mayor valor entre la convenida y la registrada para dicho período).
- Importe por capacidad en horario fuera de pico: se calcula multiplicando el cargo por potencia fuera de pico contenido en el Cuadro Tarifario, aprobado por la Autoridad de Aplicación para ser aplicado por LA CONCESIONARIA, por la demanda de potencia

fuera de pico (mayor valor entre la convenida y la registrada para dicho período).

8.1.2.- Los excesos de demanda del cliente serán facturados sin recargo si fueran menores o iguales al cinco por ciento (5%) de la capacidad de suministro convenida para cada tramo horario, a condición de que los excesos no hayan ocurrido más de tres (3) veces consecutivas, o cinco (5) alternadas durante los últimos doce (12) meses. En todos los demás casos, los excesos serán penalizados con un recargo del cincuenta por ciento (50%) respecto de la tarifa establecida para la potencia de cada tramo horario en el Cuadro Tarifario. La facturación de los excesos será realizada por LA CONCESIONARIA en el período en que se registraron los mismos.

8.1.3.- Cuando un suministro de carácter permanente sea dado de alta o de baja, abarcando consumos por un período menor que el de facturación, el cargo por capacidad de suministro para cada tramo horario se facturará en forma directamente proporcional a la cantidad de días en que se efectuó el suministro.

Tratándose de servicios de carácter transitorio, tales como parques de diversiones, circos, obras, etc. y cuando el suministro se hubiere prestado durante parte de un período de facturación, el cargo por capacidad de suministro para cada tramo horario será facturado íntegramente por todo el período cuando sean dados de alta y directamente proporcional al mismo cuando sean dados de baja.

8.1.4.- En los supuestos de caso fortuito o fuerza mayor que disminuya o anule la capacidad de consumo del cliente, una vez reconocidos definitivamente los hechos, se facturará la potencia máxima promedio de quince (15) minutos registrada en cada tramo horario durante el acontecimiento en lugar de la convenida, en forma proporcional a la duración del mismo respecto del período de facturación, aún cuando el registro fuera inferior a la capacidad de suministro convenida o de la capacidad mínima fijada para la categoría.

8.2.- Un cargo fijo mensual, cuyo valor es establecido en el Cuadro Tarifario aprobado por la Autoridad de Aplicación para ser aplicado por LA CONCESIONARIA.

8.3.- Los cargos por energía activa establecidos para cada tramo horario en el Cuadro Tarifario aprobado por la Autoridad de Aplicación para ser aplicado por LA CONCESIONARIA.

8.4.- De resultar procedentes de acuerdo a lo estipulado en el Artículo 10 de éste Subanexo, los recargos por bajo factor de potencia contenidos en el Cuadro Tarifario aprobado por la Autoridad de Aplicación para ser aplicado por LA CONCESIONARIA.

Los valores iniciales correspondientes a los cargos fijo, por potencia, variables y recargo por bajo factor de potencia, se indican en el **Subanexo C "Cuadro Tarifario Inicial"**, y se recalcularán según se establece en el **Subanexo B "Procedimiento para la Determinación del Cuadro Tarifario"**, en las oportunidades y con las frecuencias que allí se indican.

Artículo 9: MEDICIÓN.

La medición de potencia y energía suministrada se efectuará con los equipos cuyas características se adapten a la estructura de la Tarifa 2, en lo relativo a su aptitud para medir ambas magnitudes,

cumpliendo con las condiciones que se establecen en el Contrato de Concesión.

Los equipos de medición serán provistos e instalados en el lugar de suministro por LA CONCESIONARIA, siendo de su propiedad. Los costos derivados de la adquisición del equipo y su instalación son reconocidos a LA CONCESIONARIA a través de tarifas,y abonados por el cliente al pagar éstas.

El contraste para la verificación del buen funcionamiento de los instrumentos de medición, se realizará de acuerdo a lo que establezca el **Subanexo E "Reglamento de Suministro y Conexión"** y sus normas complementarias.

El cliente tendrá derecho a colocar para su control un "Equipo de Medición" auxiliar que deberá tener las mismas características técnicas que el instalado como medición principal por LA CONCESIONARIA.

Deberá entenderse como "Equipo de Medición" al conjunto de transformadores de tensión y corriente, aparatos de medición, de indicación, de puesta en marcha o parada y todo elemento que permita el conexionado y/o forme parte de la instalación.

El equipo de medición adicional deberá estar ubicado fuera de las instalaciones de LA CONCESIONARIA.

El cliente podrá solicitar la verificación del estado de funcionamiento del medidor de LA CONCESIONARIA, comprometiéndose a abonar los gastos que ello demande si se verificare lo injustificado de su reclamo, de acuerdo a lo establecido en el **Subanexo E "Reglamento de Suministro y Conexión"**. Si como resultado de la verificación se descubriere un anormal funcionamiento del equipo de LA CONCESIONARIA, se exceptuará al cliente del citado pago.

Artículo 10: FACTOR DE POTENCIA

El cliente deberá mantener su "factor de potencia" o "coseno fi" por encima de noventa y cinco centésimos (0,95). Se considerará energía reactiva excedente a la que supere el 32,9 % de la energía activa consumida.

La determinación del factor de potencia del cliente podrá llevarse a cabo, a opción de LA CONCESIONARIA, efectuando mediciones instantáneas bajo un régimen de funcionamiento y carga normales en las instalaciones objeto del suministro, o bien determinando su valor medio durante el período de facturación, por medición de la energía reactiva entregada al cliente en dicho período.

Si LA CONCESIONARIA comprobara que el factor de potencia resulta inferior al valor señalado, notificará al cliente esta circunstancia otorgándole un plazo de sesenta (60) días para su corrección. En caso de que transcurrido el plazo otorgado para la normalización, el cliente aun registrare bajo factor de potencia, el exceso de energía reactiva será penalizado facturando cada kilo volt-amper reactivo hora (KVARh) excedente al precio fijado en el Cuadro Tarifario aprobado por la Autoridad de Aplicación para ser aplicado por LA CONCESIONARIA. No obstante, si el factor de potencia registrado fuere inferior a sesenta centésimos (0,60) inductivo, LA CONCESIONARIA previa notificación al cliente, podrá suspender el suministro de energía

hasta tanto el cliente lleve a cabo la adecuación de sus instalaciones.

Artículo 11: SUMINISTRO A ESTACIONES DE BOMBEO.
En el caso de suministro a estaciones afectadas a servicios públicos de bombeo de agua potable y/o líquidos cloacales, se podrá establecer a los efectos de la facturación una única capacidad de suministro, integrada por la suma del conjunto de tales suministros alimentados en la misma tensión.

La potencia convenida será en estos casos la suma aritmética de las potencias individuales máximas en kilovatios (KW) promedio quince (15) minutos, puestas a disposición en cada suministro.

LA CONCESIONARIA de considerarlo conveniente, podrá optar por tomar como potencia máxima individual a la potencia nominal (de chapa) de cada uno de los equipos afectados al servicio, reservándose el derecho de realizar inspecciones a efectos de verificar la existencia de equipamiento instalado y no denunciado oportunamente. En tales casos, tendrá derecho a facturar los consumos de potencia atribuibles a dichos equipos no declarados, desde la fecha de puesta en servicio de los mismos y hasta detectada la anormalidad, con una retroactividad no mayor de un (1) año. El precio a aplicar a tal facturación podrá ser de hasta un veinte (20) por ciento superior al establecido para la potencia en cada tramo horario, en el Cuadro Tarifario vigente al momento de la detección.

Artículo 12: FACTURACIÓN, FORMA DE PAGO E INCUMPLIMIENTO.
Las facturas por suministro de energía serán presentadas al cliente, pudiendo ser abonadas en efectivo o mediante cheque, interdepósito, giro a la orden de LA CONCESIONARIA, u otra modalidad de pago que LA CONCESIONARIA autorice en los lugares que esta disponga.

Los valores respectivos deberán encontrarse acreditados en la cuenta o en poder de LA CONCESIONARIA dentro del plazo señalado para el vencimiento de las facturas, incluido cuando correspondiere el plazo de compensación bancaria, o en el día hábil inmediato posterior si el día de vencimiento fuera feriado.

En caso de no cumplimentarse el pago conforme lo señalado en el párrafo precedente, se considerará que el mismo fue efectuado fuera de término, procediéndose en tal caso a liquidar intereses punitorios por los días que medien entre el vencimiento de la factura y la fecha de efectivo pago a LA CONCESIONARIA.

Los pagos realizados por el cliente serán apropiados en primer término y hasta su cancelación total, a las facturas por intereses punitorios que se encuentren pendientes de pago. En caso de subsistir un remanente de dicho pago, luego de cumplimentar lo expuesto precedentemente, se afectará el mismo al pago total o parcial de la factura por suministro de mayor antigüedad, comenzando por la primera cuyo vencimiento haya operado.

Los saldos impagos de las facturas por consumo, continuarán devengando los intereses punitorios pertinentes.

El incumplimiento de pago de facturas por suministro de potencia y energía eléctrica en la fecha estipulada, originará que la mora se produzca automáticamente, sin que sea menester intimación

judicial o extrajudicial. A partir de la fecha de producida la misma, LA CONCESIONARIA aplicará el interés punitorio determinado por la Autoridad de Aplicación.

Las facturas por intereses punitorios deberán ser abonadas dentro de los diez (10) días corridos de su presentación.

Sin perjuicio de ello, estarán a exclusivo cargo del cliente los gastos que demande la percepción efectiva del importe adeudado.

En caso que la mora aludida supere los quince (15) días corridos de la fecha de vencimiento de la factura, LA CONCESIONARIA podrá proceder a la suspensión del suministro de energía eléctrica e iniciar las acciones administrativas y/o judiciales a las que se encuentra habilitada por la legislación vigente.

Artículo 13: SUMINISTRO DE RESERVA.
El cliente podrá solicitar un servicio de suministro eléctrico de reserva, cuando se encuentre en una de las siguientes condiciones:

- Opere normalmente una planta propia de producción de energía.
- Las condiciones particulares de la utilización de la energía hagan necesaria la alimentación auxiliar.

El cliente que requiera un servicio de estas características, deberá convenir individualmente con LA CONCESIONARIA las condiciones técnicas y/o económicas por períodos mínimos de doce (12) meses.

CAPÍTULO III

TARIFA 3 - GRANDES DEMANDAS

Artículo 14: APLICABILIDAD.
La Tarifa 3 se aplicará a todos los suministros de energía eléctrica cuya demanda de potencia, independientemente de la finalidad a que se destine el consumo, sea mayor o igual a cincuenta kilovatios (50 KW). Los precios aplicables serán los que correspondan al nivel de tensión óptimo técnico-económico de suministro.

Artículo 15: TRAMOS HORARIOS.
La extensión de los tramos horarios serán coincidentes con los que se establezcan a nivel nacional para las transacciones en el Mercado Eléctrico Mayorista (M.E.M.), de acuerdo a lo siguiente:
Para los cargos por potencia:

- Tramo horario de pico: coincidente con el del M.E.M.
- Tramo horario fuera de pico: comprende los períodos de valle nocturno y horas restantes del M.E.M.

Para los cargos variables por energía consumida:

- Tramo horario de pico: coincidente con el del M.E.M.
- Tramo horario horas restantes: coincidente con el del M.E.M.
- Tramo horario de valle: coincidente con el del M.E.M.

Artículo 16: CAPACIDAD DE SUMINISTRO.
Se denomina Capacidad de Suministro convenida a la potencia máxima en kilovatios (KW) promedio quince (15) minutos que LA CONCESIONARIA se compromete a poner a disposición del cliente en cada punto de entrega y para cada tramo horario. El cliente se compromete a abonarla haya o no consumo, de acuerdo a lo descrito en el Artículo 17, apartados 17.1.4 y siguientes. Los compromisos antes citados deberán ser formalizados por escrito.

La capacidad de suministro para cada tramo horario regirá por períodos de facturación completos y por un lapso de doce (12) meses consecutivos, contados desde la fecha de habilitación del servicio, y en lo sucesivo por intervalos de doce (12) meses salvo las eventuales modificaciones previstas más adelante.

Consecuentemente las facturaciones por capacidad de suministro serán consideradas cuotas sucesivas de una misma obligación.

Transcurrido el plazo de doce (12) meses consecutivos, la obligación de abonar el importe que surge de aplicar el cargo por capacidad de suministro convenida en cada tramo horario, rige por todo el tiempo en que LA CONCESIONARIA brinde su servicio al cliente y hasta tanto éste último no comunique por escrito a LA CONCESIONARIA su decisión de prescindir total o parcialmente de la capacidad de suministro puesta a su disposición, o bien de solicitar un incremento en la capacidad de suministro.

Si habiéndose cumplido el plazo de doce (12) meses consecutivos por el que se convino la capacidad de suministro, el cliente decide prescindir totalmente de la misma, solo podrá pedir la reconexión del servicio si ha transcurrido como mínimo un año de habérsele dado de baja. Alternativamente, transcurridos períodos menores, LA CONCESIONARIA podrá proceder a la reconexión previo pago por parte del cliente, como máximo, del importe del cargo por capacidad de suministro que se le hubiera facturado mientras el servicio estuvo desconectado, en base a la capacidad convenida vigente al momento de la desconexión.

Cuando existan dudas sobre la potencia a demandar como consecuencia de iniciarse el suministro, de incorporarse nueva tecnología o equipamiento o de circunstancias similares, LA CONCESIONARIA podrá otorgar a pedido del cliente, un plazo de prueba para fijar el valor de la capacidad de suministro de hasta tres (3) meses consecutivos. El primer período de doce (12) meses incluirá el plazo de prueba si lo hubiere.

Si el cliente necesitare una potencia superior a la convenida anteriormente en cualquier punto de entrega, para uno o más tramos horarios, deberá solicitarla por escrito con una anticipación prudencial, a efectos que LA CONCESIONARIA adopte los recaudos necesarios y proceda al cobro de la contribución por obra que corresponda conforme lo establecido en el **Subanexo E "Reglamento de Suministro y Conexión"**, en la medida que la misma sea procedente.

Acordado por LA CONCESIONARIA el aumento de capacidad de suministro, la nueva reemplazará a la anterior a partir del inicio del próximo período de facturación, y tendrá vigencia por un período de doce meses contados desde el momento en que la nueva capacidad sea puesta a disposición del cliente, y por períodos de doce (12) meses consecutivos a menos que el cliente manifieste su expresa voluntad en contrario de la forma ya expuesta.

El cliente procurará no utilizar potencias superiores a las convenidas para cada tramo horario, y LA CONCESIONARIA no estará obligada a suministrarla. Si existiesen excesos de demanda por parte del cliente, y LA CONCESIONARIA considerase que los mismos son perjudiciales para el correcto funcionamiento y/o la integridad de sus instalaciones, podrá suspender el suministro previa notificación al cliente, y exigir el pago de los daños ocasionados en las mismas.

Artículo 17: CARGOS.
Por el servicio convenido en cada punto de entrega el cliente pagará:

17.1.- Un cargo por cada kilovatio de capacidad de suministro convenida en cada tramo horario, cuando la potencia máxima demandada sea inferior a dicha capacidad. Si por el contrario la demanda de potencia excede a la capacidad de suministro convenida, el exceso será facturado conforme se indica en el punto 17.1.2. De haberse acordado la vigencia del período de prueba de tres meses que sucede al inicio del suministro, la facturación del cargo por capacidad para cada tramo horario durante el mismo, se efectuará siempre en base a la potencia máxima demandada en cada tramo horario del período que se facture.

El cargo por capacidad de suministro que se facturará mensualmente estará compuesto por la suma de dos conceptos: importe por capacidad en horario pico e importe por capacidad en horario fuera de pico, que se definen a continuación:

- Importe por capacidad en horario pico: se calcula multiplicando el cargo por potencia de pico contenido en el Cuadro Tarifario aprobado por la Autoridad de Aplicación para ser aplicado por LA CONCESIONARIA, por la demanda de potencia en pico (mayor valor entre la convenida y la registrada para dicho período).
- Importe por capacidad en horario fuera de pico: se calcula multiplicando el cargo por potencia fuera de pico contenido en el Cuadro Tarifario aprobado por la Autoridad de Aplicación para ser aplicado por LA CONCESIONARIA, por la demanda de potencia fuera de pico (mayor valor entre la convenida y la registrada para dicho período).

17.1.2.-Los excesos de demanda del cliente serán facturados sin recargo si fueran menores o iguales al cinco por ciento (5%) de la capacidad de suministro convenida para cada tramo horario, a condición de que los excesos no hayan ocurrido más de tres veces consecutivas, o cinco (5) alternadas durante los últimos doce (12) meses. En todos los demás casos, los excesos serán penalizados con un recargo del cincuenta por ciento (50%) respecto de la tarifa establecida para la potencia de cada tramo horario en el Cuadro Tarifario. La facturación de los excesos será realizada por LA CONCESIONARIA en el período en que se registraron los mismos.

17.1.3.-Cuando un suministro de carácter permanente sea dado de alta o de baja, abarcando

consumos por un período menor que el de facturación, el cargo por capacidad de suministro para cada tramo horario se facturará en forma directamente proporcional a la cantidad de días en que se efectuó el suministro.

Tratándose de servicios de carácter transitorio, tales como parques de diversiones, circos, obras, etc. y cuando el suministro se hubiere prestado durante parte de un período de facturación, el cargo por capacidad de suministro para cada tramo horario será facturado íntegramente por todo el período cuando sean dados de alta y directamente proporcional al mismo cuando sean dados de baja.

17.1.4.-En los supuestos de caso fortuito o fuerza mayor que disminuya o anule la capacidad de consumo del cliente, una vez reconocidos definitivamente los hechos, se facturará la potencia máxima promedio de quince (15) minutos registrada en cada tramo horario durante el acontecimiento en lugar de la convenida, en forma proporcional a la duración del mismo respecto del período de facturación, aún cuando el registro fuera inferior a la capacidad de suministro convenida o de la capacidad mínima fijada para la categoría.

17.2.- Un cargo fijo mensual, cuyo valor es establecido en el Cuadro Tarifario aprobado por la Autoridad de Aplicación para ser aplicado por LA CONCESIONARIA.

17.3.- Los cargos por energía activa establecidos para cada tramo horario en el Cuadro Tarifario aprobado por la Autoridad de Aplicación para ser aplicado por LA CONCESIONARIA.

17.4.- De resultar procedentes de acuerdo a lo estipulado en el Artículo19, los recargos por bajo factor de potencia contenidos en el Cuadro Tarifario aprobado por la Autoridad de Aplicación para ser aplicado por LA CONCESIONARIA.

Los valores iniciales correspondientes a los cargos fijo, por potencia, variables y recargo por bajo factor de potencia, se indican en el **Subanexo C "Cuadro Tarifario Inicial"**, y se recalcularán según se establece en el **Subanexo B "Procedimiento para la Determinación del Cuadro Tarifario"**, en las oportunidades y con las frecuencias que allí se indican.

Artículo 18: MEDICIÓN.

La medición de potencia y energía suministrada se efectuará con los equipos cuyas características se adapten a la estructura de la Tarifa 3, en lo relativo a su aptitud para medir ambas magnitudes, cumpliendo con las condiciones que se establecen en el Contrato de Concesión.

Los equipos de medición serán provistos e instalados en el lugar de suministro por LA CONCESIONARIA, siendo de su propiedad . Los costos derivados de la adquisición del equipo y su instalación son reconocidos a LA CONCESIONARIA a través de tarifas, y abonados por el cliente al pagar éstas.

El contraste para la verificación del buen funcionamiento de los instrumentos de medición, se realizará de acuerdo a lo que establezca el **Subanexo E "Reglamento de Suministro y Conexión"** y sus normas complementarias.

El cliente tendrá derecho a colocar para su control un "Equipo de Medición" auxiliar que deberá tener las mismas características técnicas que el instalado como medición principal por LA CONCESIONARIA.

Deberá entenderse como "Equipo de Medición" al conjunto de transformadores de tensión y corriente, aparatos de medición, de indicación, de puesta en marcha o parada y todo elemento que permita el conexionado y/o forme parte de la instalación.

El equipo de medición adicional deberá estar ubicado fuera de las instalaciones de LA CONCESIONARIA.

El cliente podrá solicitar la verificación del estado de funcionamiento del medidor de LA CONCESIONARIA, comprometiéndose a abonar los gastos que ello demande si se verificare lo injustificado de su reclamo, de acuerdo a lo establecido en el **Subanexo E "Reglamento de Suministro y Conexión"**. Si como resultado de la verificación se descubriere un anormal funcionamiento del equipo de LA CONCESIONARIA, se exceptuará al cliente del citado pago.

Artículo 19: FACTOR DE POTENCIA.
El cliente deberá mantener su "factor de potencia" o "coseno fi" por encima de noventa y cinco centésimos (0,95). Se considerará energía reactiva excedente a la que supere el 32,9 % de la energía activa consumida.

La determinación del factor de potencia del cliente podrá llevarse a cabo, a opción de LA CONCESIONARIA, efectuando mediciones instantáneas bajo un régimen de funcionamiento y carga normales en las instalaciones objeto del suministro, o bien determinando su valor medio durante el período de facturación, por medición de la energía reactiva entregada al cliente en dicho período.

Si LA CONCESIONARIA comprobara que el factor de potencia resulta inferior al valor señalado, notificará al cliente esta circunstancia otorgándole un plazo de treinta (30) días para su corrección. En caso que transcurrido el plazo otorgado para la normalización, el cliente aun registrare bajo factor de potencia, el exceso de energía reactiva será penalizado facturando cada kilovolt-amper reactivo hora (KVARh) excedente al precio fijado en el Cuadro Tarifario aprobado por la Autoridad de Aplicación para ser aplicado por LA CONCESIONARIA. No obstante, si el factor de potencia registrado fuere inferior a setenta centésimos (0,70), LA CONCESIONARIA previa notificación, podrá suspender el suministro de energía hasta tanto el cliente lleve a cabo la adecuación de sus instalaciones.

Artículo 20: SUMINISTRO A ESTACIONES DE BOMBEO.
En el caso de suministro a estaciones afectadas a servicios públicos de bombeo de agua potable y/o líquidos cloacales, se podrá establecer a los efectos de la facturación una única capacidad de suministro, integrada por la suma del conjunto de tales suministros alimentados en la misma tensión.

La potencia convenida será en estos casos la suma aritmética de las potencias individuales máximas en kilovatios (KW) promedio quince (15) minutos, puestas a disposición en cada suministro.

LA CONCESIONARIA de considerarlo conveniente, podrá optar por tomar como potencia máxima individual a la potencia nominal (de chapa) de cada uno de los equipos afectados al servicio, reservándose el derecho de realizar inspecciones a efectos de verificar la existencia de equipamiento instalado y no denunciado oportunamente. En tales casos, tendrá derecho a facturar los consumos de potencia atribuibles a dichos equipos no declarados, desde la fecha de puesta en servicio de los mismos y hasta detectada la anormalidad, con una retroactividad no mayor de un (1) año. El precio a aplicar a tal facturación podrá ser de hasta un veinte (20%) por ciento superior al establecido para la potencia en cada tramo horario, en el Cuadro Tarifario vigente al momento de la detección.

Artículo 21: FACTURACIÓN, FORMA DE PAGO E INCUMPLIMIENTO.
Las facturas por suministro de energía serán presentadas al cliente siendo abonadas en efectivo o mediante cheque, interdepósito, giro a la orden de LA CONCESIONARIA, u otra modalidad de pago que LA CONCESIONARIA autorice en los lugares que disponga.

Los valores respectivos deberán encontrarse acreditados en la cuenta o en poder de LA CONCESIONARIA dentro del plazo señalado para el vencimiento de las facturas, incluido cuando correspondiere el plazo de compensación bancaria, o en el día hábil inmediato posterior si el día de vencimiento fuera feriado.

En caso de no cumplimentarse el pago conforme lo señalado en el párrafo precedente, se considerará que el mismo fue efectuado fuera de término, procediéndose en tal caso a liquidar intereses punitorios por los días que medien entre el vencimiento de la factura y la fecha de efectivo pago a LA CONCESIONARIA.

Los pagos realizados por el cliente serán apropiados en primer término y hasta su cancelación total, a las facturas por intereses punitorios que se encuentren pendientes de pago. En caso de subsistir un remanente de dicho pago, luego de cumplimentar lo expuesto precedentemente, se afectará el mismo al pago total o parcial de la factura por suministro de mayor antigüedad, comenzando por la primera cuyo vencimiento haya operado.
Los saldos impagos de las facturas por consumo, continuarán devengando los intereses punitorios pertinentes.

El incumplimiento de pago de facturas por suministro de potencia y energía eléctrica en la fecha estipulada, originará que la mora se produzca automáticamente, sin que sea menester intimación judicial o extrajudicial. A partir de la fecha de producida la misma, LA CONCESIONARIA aplicará el interés punitorio determinado por la Autoridad de Aplicación.

Las facturas por intereses punitorios deberán ser abonadas dentro de los diez (10) días corridos de su presentación.

Sin perjuicio de ello, estarán a exclusivo cargo del cliente los gastos que demande la percepción efectiva del importe adeudado.

En caso que la mora aludida supere los quince (15) días corridos de la fecha de vencimiento de la factura, LA CONCESIONARIA podrá proceder a la suspensión del suministro de energía

eléctrica e iniciar las acciones administrativas y/o judiciales a las que se encuentra habilitada por la legislación vigente.

Artículo 22: SUMINISTRO DE RESERVA.
El cliente podrá solicitar un servicio de suministro eléctrico de reserva, cuando se encuentre en una de las siguientes condiciones:

- Opere normalmente una planta propia de producción de energía.
- Las condiciones particulares de la utilización de la energía hagan necesaria la alimentación auxiliar.

El cliente que requiera un servicio de estas características, deberá convenir individualmente con LA CONCESIONARIA las condiciones técnicas y/o económicas por períodos mínimos de doce(12) meses.

CAPÍTULO IV

TARIFA 4 - PEQUEÑAS DEMANDAS RURALES

Artículo 23: APLICABILIDAD.
La Tarifa 4 se aplicará a todos los suministros de energía eléctrica prestados a clientes que cumplan los siguientes requisitos:

- Su demanda máxima no exceda los diez kilovatios (10 KW) de potencia.
- Se encuentren servidos a través de una línea de media tensión, en forma directa o a través de puestos de transformación de media tensión a baja tensión individuales o compartidos.
- En ningún caso, se hallen vinculados directamente a la red pública urbana o suburbana de baja tensión (220/380 V).

Artículo 24: IMPORTES, FACTURACIÓN, FORMA DE PAGO E INCUMPLIMIENTOS.
El cliente pagará por el servicio que recibe:

- Un cargo fijo, haya o no consumo de energía contenido en el Cuadro Tarifario aprobado por la Autoridad de Aplicación para ser aplicado por LA CONCESIONARIA.

- El cargo variable, contenido en el Cuadro Tarifario aprobado por la Autoridad de Aplicación para ser aplicado por LA CONCESIONARIA, multiplicado por la cantidad de energía consumida,.

- De resultar procedentes de acuerdo a lo estipulado en el Artículo 3 de éste Subanexo, los recargos por bajo factor de potencia contenidos en el Cuadro Tarifario aprobado por la Autoridad de Aplicación para ser aplicado por LA CONCESIONARIA.

Los valores iniciales correspondientes a los cargos fijo, variable y por bajo factor de potencia, se indican en el **Subanexo C "Cuadro Tarifario Inicial"**, y se recalcularán según se establece en

el **Subanexo B "Procedimiento para la Determinación del Cuadro Tarifario"**, en las oportunidades y con las frecuencias que allí se indican.

Los clientes encasillados en esta tarifa abonarán, además de la facturación que corresponda por la energía eléctrica consumida, un cargo adicional por las pérdidas de energía del transformador a través del cual son abastecidos, expresado en términos de kilovatioshora (KWh) incrementados al consumo de acuerdo con la tabla incluida a tal efecto en el Cuadro Tarifario, aprobado por la Autoridad de Aplicación para ser aplicado por LA CONCESIONARIA.

Cuando dos o más clientes comparten un transformador, las pérdidas de energía que correspondan a la potencia del transformador según tabla, serán apropiadas a cada uno de ellos en proporción al consumo promedio de energía de cada uno durante los doce (12) meses anteriores. La ponderación así determinada tendrá un (1) año de vigencia a partir del primer período de facturación de cada año calendario.

Las facturas por suministro de energía serán presentadas al cliente, pudiendo ser abonadas en efectivo o mediante cheque, interdepósito, giro a la orden de LA CONCESIONARIA, u otra modalidad de pago que LA CONCESIONARIA autorice en los lugares que esta disponga.

Los valores respectivos deberán encontrarse acreditados en la cuenta o en poder de LA CONCESIONARIA dentro del plazo señalado para el vencimiento de las facturas, incluido cuando correspondiere el plazo de compensación bancaria, o en el día hábil inmediato posterior si el día de vencimiento fuera feriado.

En caso de no cumplimentarse el pago conforme lo señalado en el párrafo precedente, se considerará que el mismo fue efectuado fuera de término, procediéndose en tal caso a liquidar intereses punitorios por los días que medien entre el vencimiento de la factura y la fecha de efectivo pago a LA CONCESIONARIA.

Los pagos realizados por el cliente serán apropiados en primer término y hasta su cancelación total, a las facturas por intereses punitorios que se encuentren pendientes de pago. En caso de subsistir un remanente de dicho pago, luego de cumplimentar lo expuesto precedentemente, se afectará el mismo al pago total o parcial de la factura por suministro de mayor antigüedad, comenzando por la primera cuyo vencimiento haya operado.

Los saldos impagos de las facturas por consumo, continuarán devengando los intereses punitorios pertinentes.

El incumplimiento de pago de facturas por suministro de potencia y energía eléctrica en la fecha estipulada, originará que la mora se produzca automáticamente, sin que sea menester intimación judicial o extrajudicial. A partir de la fecha de producida la misma, LA CONCESIONARIA aplicará el interés punitorio determinado por la Autoridad de Aplicación.

Las facturas por intereses punitorios deberán ser abonadas dentro de los diez (10) días corridos de su presentación.

Sin perjuicio de ello estarán a exclusivo cargo del cliente los gastos que demande la percepción

efectiva del importe adeudado.

En caso que la mora aludida supere los quince (15) días corridos de la fecha de vencimiento de la factura, LA CONCESIONARIA podrá proceder a la suspensión del suministro de energía eléctrica e iniciar las acciones administrativas y/o judiciales a las que se encuentra habilitada por la legislación vigente.

Artículo 25: FACTOR DE POTENCIA.
El cliente deberá mantener su "factor de potencia" o "coseno fi" por encima de ochenta y cinco centésimos (0,85). Se considerará energía reactiva excedente a la que supere el 63 % de la energía activa consumida.

La determinación del factor de potencia del cliente podrá llevarse a cabo, a opción de LA CONCESIONARIA, efectuando mediciones instantáneas bajo un régimen de funcionamiento y carga normales en las instalaciones objeto del suministro, o bien determinando su valor medio durante el período de facturación, por medición de la energía reactiva entregada al cliente en dicho período.

Si LA CONCESIONARIA comprobara que el factor de potencia resulta inferior al valor señalado, notificará al cliente esta circunstancia otorgándole un plazo de sesenta (60) días para éste proceda a su corrección.

En caso que transcurrido el plazo otorgado para la normalización, el cliente aún registrase bajo factor de potencia, el exceso de energía reactiva será penalizado facturando cada kilovolt-amper reactivo hora (KVARh) excedente al precio fijado en el Cuadro Tarifario, a partir de la primera facturación que se le emita con posterioridad a la comprobación de la anomalía, y hasta tanto la misma sea subsanada.

No obstante, si el factor de potencia registrado fuere inferior a sesenta centésimos (0,60), LA CONCESIONARIA previa notificación al cliente, podrá suspender el suministro de energía hasta tanto éste lleve a cabo la adecuación de sus instalaciones.

CAPÍTULO V

TARIFA N° 5 - SERVICIO DE PEAJE

Artículo 26: ACCESO A REDES DE LA CONCESIONARIA.
LA CONCESIONARIA permitirá el uso de sus instalaciones y equipamiento de distribución existentes a los Grandes Usuarios, Generadores y/u otros Distribuidores que así lo requieran, y que fueran reconocidos como tales conforme al Marco Regulatorio vigente, y que deban utilizar las instalaciones de LA CONCESIONARIA para vincularse con otros agentes también reconocidos.

El uso de las referidas instalaciones y equipamiento de distribución será otorgado sin mas limitación que la existencia de capacidad remanente por parte de LA CONCESIONARIA. No obstante ello, cuando exista un requerimiento de ampliación de capacidad LA

CONCESIONARIA convendrá con el cliente la contribución por obra que corresponda, de acuerdo a lo establecido sobre el particular en el **Subanexo E "Reglamento de Suministro y Conexión".**

Por el servicio de transporte de energía los clientes abonarán como máximo los precios fijados en la Tarifa 5 (T5) del Cuadro Tarifario aprobado por la Autoridad de Aplicación para ser aplicado por LA CONCESIONARIA, para el nivel de tensión que corresponda.

De efectuarse contratos particulares por estos servicios, LA CONCESIONARIA deberá poner los mismos en conocimiento del **ORGANISMO DE CONTROL**.

Los valores iniciales correspondientes a los cargos fijo, por potencia y variables, aplicables para remunerar el servicio de peaje prestado con las redes de LA CONCESIONARIA , se indican en el **Subanexo C "Cuadro Tarifario Inicial"** , y se recalcularán según se establece en el **Subanexo B "Procedimiento para la Determinación del Cuadro Tarifario"**.

Las obligaciones del cliente de peaje en cuanto a factor de potencia, pago de facturas, capacidad de suministro, etc. por el servicio recibido, serán las mismas que corresponden a un cliente de idénticas características de demanda atendido por LA CONCESIONARIA.

CAPÍTULO VI

APLICACIÓN DE LOS CUADROS TARIFARIOS

Artículo 27: RECÁLCULOS Y ACTUALIZACIONES.
Los recálculos y/o actualizaciones del Cuadro Tarifario serán realizados por el **ORGANISMO DE CONTROL** según lo establecido en el **Subanexo B "Procedimiento para la Determinación del Cuadro Tarifario"**, en los tiempos, oportunidades y formas allí definidas, y será de aplicación inmediata por parte de LA CONCESIONARIA, una vez que el mismo haya sido aprobado por la Autoridad de Aplicación. Tal aprobación no podrá demorarse más allá de los diez (10) días hábiles administrativos contados de la fecha en que, de acuerdo a los tiempos y oportunidades definidos en el **Subanexo B "Procedimiento para la Determinación del Cuadro Tarifario"**, corresponda recalcular y/o actualizar el Cuadro Tarifario. El **ORGANISMO DE CONTROL** tomará los recaudos necesarios para elevar a la Autoridad de Aplicación el Cuadro Tarifario recalculado y/o actualizado propuesto, en tiempo y forma tales que le posibiliten a ésta última aprobarlos dentro de los plazos más arriba previstos.

LA CONCESIONARIA deberá dar amplia difusión a los Cuadros Tarifarios aprobados por la Autoridad de Aplicación.

Cuando se recalcule y/o actualice el Cuadro Tarifario, y su vigencia no coincida exactamente con el inicio de un período de facturación, las tarifas nuevas y anteriores serán aplicadas en forma ponderada, en función de los días de vigencia de cada una dentro del período de facturación.

Artículo 28: PERIODICIDAD DE FACTURACIÓN.
Las facturaciones a los clientes encuadrados en la Tarifas T1R, T1RE, T1GBC, T1GAC, T1GE, T1AP y T4 se efectuarán con una periodicidad bimestral, mientras que las de las tarifas T2, T3 y

T5 se realizarán en forma mensual.

Si LA CONCESIONARIA lo estima conveniente, podrá elevar a consideración del **ORGANISMO DE CONTROL** propuestas de modificación de la periodicidad de facturación, debidamente fundadas.

Sin perjuicio de ello, LA CONCESIONARIA y el cliente podrán acordar períodos de facturación distintos a los aquí indicados.

Artículo 29: PUNTOS DE SUMINISTRO

Distintos puntos de suministro de alimentación a un mismo titular serán facturados por separado.

CUADRO TARIFARIO OBJETIVO DE LA CONCESIONARIA.....

T1 - PEQUEÑAS DEMANDAS (menos de 10 KW de demanda)

T1R - RESIDENCIAL

CARGO FIJO	U$S/mes
CARGO VARIABLE 1 (consumo en KWH-Mes ≤ 100)	U$S/KWh
CARGO VARIABLE 2 (100 < consumo en KWH-Mes ≤ 200)	U$S/KWh
CARGO VARIABLE 3 (200 < consumo en KWH-Mes ≤ 400)	U$S/KWh
CARGO VARIABLE 4 (consumo en KWH-Mes > 400)	U$S/KWh

T1RE - RESIDENCIAL ESTACIONAL

CARGO FIJO	U$S/mes
CARGO VARIABLE	U$S/KWh

T1G - SERVICIO GENERAL BAJOS CONSUMOS

CARGO FIJO	U$S/mes
CARGO VARIABLE (consumo en KWH-Mes ≤ 1000)	U$S/KWh

T1G - SERVICIO GENERAL ALTOS CONSUMOS

CARGO FIJO	U$S/mes
CARGO VARIABLE (consumo en KWH-Mes > 1000)	U$S/KWh

T1GE - SERVICIO GENERAL ESTACIONAL

CARGO FIJO	U$S/mes
CARGO VARIABLE	U$S/KWh

T1AP - ALUMBRADO PÚBLICO

CARGO FIJO	U$S/factura
CARGO VARIABLE	U$S/KWh

T2 - MEDIANAS DEMANDAS (de 10 KW a menos de 50 KW de demanda)

T2BT -SUMINISTROS EN BAJA TENSIÓN

CARGO FIJO	U$S/mes
CARGO POR POTENCIA EN PICO	U$S/KW-mes
CARGO POR POTENCIA FUERA PICO	U$S/KW-mes
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO	U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA FUERA DE PICO	U$S/KWh

T2MT - SUMINISTROS EN MEDIA TENSIÓN

CARGO FIJO	U$S/mes
CARGO POR POTENCIA EN PICO	U$S/KW-mes
CARGO POR POTENCIA FUERA PICO	U$S/KW-mes
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO	U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA FUERA DE PICO	U$S/KWh

T3 - GRANDES DEMANDAS (50 KW ó más de demanda)

T3BT - SUMINISTROS EN BAJA TENSIÓN

CARGO FIJO	U$S/mes
CARGO POR POTENCIA EN PICO	U$S/KW-mes
CARGO POR POTENCIA FUERA PICO	U$S/KW-mes
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO	U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN RESTO	U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN VALLE	U$S/KWh

T3MT - SUMINISTROS EN MEDIA TENSIÓN

CARGO FIJO	U$S/mes
CARGO POR POTENCIA EN PICO	U$S/KW-mes
CARGO POR POTENCIA FUERA PICO	U$S/KW-mes
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO	U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN RESTO	U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN VALLE	U$S/KWh

T3AT - SUMINISTROS EN ALTA TENSIÓN

CARGO FIJO	U$S/mes
CARGO POR POTENCIA EN PICO	U$S/KW-mes
CARGO POR POTENCIA FUERA PICO	U$S/KW-mes
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO	U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN RESTO	U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN VALLE	U$S/KWh

T4 - PEQUEÑAS DEMANDAS RURALES (menos de 10 KW de demanda)

CARGO FIJO	U$S/mes
CARGO VARIABLE	U$S/KWh

TABLA DE PERDIDAS DE TRANSFORMACION CLIENTES RURALES

5 KVA monofásico	KWh/mes
10 KVA monofásico	KWh/mes
15 KVA monofásico	KWh/mes
16 KVA monofásico	KWh/mes
10 KVA trifásico	KWh/mes
15 KVA trifásico	KWh/mes
16 KVA trifásico	KWh/mes
20 KVA trifásico	KWh/mes
25 KVA trifásico	KWh/mes
30 KVA trifásico	KWh/mes
40 KVA trifásico	KWh/mes
50 KVA trifásico	KWh/mes
63 KVA trifásico	KWh/mes
100 KVA trifásico	KWh/mes

T5 - SERVICIO DE PEAJE

T5BT - SUMINISTROS EN BAJA TENSIÓN

CARGO FIJO	U$S/mes
CARGO POR POTENCIA EN PICO	U$S/KW-mes
CARGO POR POTENCIA FUERA PICO	U$S/KW-mes
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO	U$S/KWh

CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN RESTO	U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN VALLE	U$S/KWh

T5MT - SUMINISTROS EN MEDIA TENSIÓN

CARGO FIJO	U$S/mes
CARGO POR POTENCIA EN PICO	U$S/KW-mes
CARGO POR POTENCIA FUERA PICO	U$S/KW-mes
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO	U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN RESTO	U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN VALLE	U$S/KWh

T5AT - SUMINISTROS EN ALTA TENSIÓN

CARGO FIJO	U$S/mes
CARGO POR POTENCIA EN PICO	U$S/KW-mes
CARGO POR POTENCIA FUERA PICO	U$S/KW-mes
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO	U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN RESTO	U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN VALLE	U$S/KWh

RECARGOS POR BAJO COSENO DE FI

SUMINISTROS EN BAJA TENSIÓN	U$S/kvarh
SUMINISTROS EN MEDIA TENSIÓN	U$S/kvarh
SUMINISTROS EN ALTA TENSIÓN	U$S/kvarh

SERVICIO DE REHABILITACION

PARA SERVICIO INTERRUMPIDO POR FALTA DE PAGO

TARIFA T1R	U$S
TARIFA T1RE	U$S
TARIFA T1G BC y AC	U$S
TARIFA T1GE	U$S
TARIFA 1AP	U$S
TARIFAS 2	U$S
TARIFAS 3	U$S
TARIFA 4	U$S

CARGO POR SERVICIO DE CONEXION

CONEXIONES AEREAS

MONOFASICAS

TARIFA T1R	U$S
TARIFA T1RE	U$S
TARIFA T1G BC	U$S
TARIFA T1G AC	U$S
TARIFA T1GE	U$S
TARIFA 1AP	U$S
TARIFAS 2	U$S
TARIFAS 3	U$S
TARIFA 4	U$S

TRIFASICAS

TARIFA T1R	U$S
TARIFA T1RE	U$S
TARIFA T1G BC	U$S
TARIFA T1G AC	U$S
TARIFA T1GE	U$S
TARIFA 1AP	U$S
TARIFAS 2	U$S
TARIFAS 3	U$S
TARIFA 4	U$S

CONEXIONES SUBTERRANEAS

MONOFASICAS

TARIFA T1R	U$S
TARIFA T1RE	U$S
TARIFA T1G BC	U$S
TARIFA T1G AC	U$S
TARIFA T1GE	U$S
TARIFA 1AP	U$S
TARIFAS 2	U$S
TARIFAS 3	U$S
TARIFA 4	U$S

TRIFASICAS

TARIFA T1R	U$S
TARIFA T1RE	U$S
TARIFA T1G BC	U$S
TARIFA T1G AC	U$S
TARIFA T1GE	U$S
TARIFA 1AP	U$S
TARIFAS 2	U$S
TARIFAS 3	U$S
TARIFA 4	U$S

SUBANEXO B

PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACION DEL CUADRO TARIFARIO

El cálculo de los parámetros tarifarios del Cuadro Tarifario descrito en el **Subanexo B Parte II "Cálculo de los Parámetros Tarifario"** será efectuado periódicamente por el **Organismo de Control**, y deberá ser aprobado por la **Autoridad de Aplicación** antes de ser puesto en vigencia.

El cálculo a que refiere el párrafo anterior reflejará las variaciones en:

- Los precios de la Potencia y Energía en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), a saber: contratos a término suscriptos por LA CONCESIONARIA, (preexistentes a la fecha de la firma del Contrato de Concesión Municipal y aprobados por el **Organismo de Control y/o Auridad de Aplicación**), mercado spot estabilizado y costos de transporte, según lo expuesto en el **Subanexo B Parte I "Mecanismo de Pass Through"**.
- Los precios de la Potencia y Energía derivados de Contratos de Compra de Electricidad y/o Compra de Electricidad por Cuadro Tarifario a EL DISTRIBUIDOR, preexistentes a la fecha de la firma del Contrato de Concesión Municipal, con la correspondiente aprobación del **Organismo de Control** y/o **Autoridad de Aplicación.**
- Los costos propios de Distribución. Estos costos se *actualizarán* como se describe en el apartado Reajuste por Variaciones de Precios e Incentivo a la Eficiencia de este Subanexo, y se *recalcularán* con el método que apruebe la **Autoridad de Aplicación** a propuesta del **Organismo de Control**.
- Los parámetros que caracterizan la demanda y la modalidad en el uso de redes. Estos parámetros y modalidades se *recalcularán* con el método que apruebe la **Autoridad de Aplicación** a propuesta del **Organismo de Control**.
- Los Coeficientes de Transición de los Cuadros Tarifarios descritos en el **Subanexo B Parte III "Coeficientes de Transición de los Cuadros Tarifarios"**.

Estas serán las únicas variaciones que podrán trasladarse a las tarifas que abonan los clientes, y lo serán en las oportunidades y con las frecuencias que a continuación se indican:

- Variaciones de los precios mayoristas de la electricidad:

  1. Para las variaciones del precio estacional estabilizado y factores nodales y de adaptación, reflejados por CAMMESA en cada programación y reprogramación estacional, y aprobados por resolución de la Secretaría de Energía y Puertos o quien la reemplace, la periodicidad será trimestral, y la oportunidad coincidente con la fecha de vigencia de los nuevos valores incluidos en las citadas resoluciones. Cuando LA

CONCESIONARIA se halle vinculada directamente a la Red de Transporte, los factores nodales y de adaptación serán los correspondientes a su Nodo, en caso contrario, se tomarán los del Nodo de la Red de Transporte más cercano a sus barras de compra, quedando a cargo del **Organismo de Control** y/o **Autoridad de Aplicación** la designación de tal Nodo.

2. Para los costos del sistema de transporte, el temperamento será similar a lo establecido en el punto anterior en lo que respecta a periodicidad y oportunidad.
3. Para la actualización de los precios contenidos en los contratos a término suscriptos por LA CONCESIONARIA, (preexistentes a la fecha de la firma del Contrato de Concesión Municipal y aprobados por el **Organismo de Control** y/o **Auridad de Aplicación**), la periodicidad será la establecida en los correspondientes contratos.
4. Para la actualización de los precios contenidos en los Contratos de Compra de Electricidad y/o Compra de Electricidad por Cuadro Tarifario a EL DISTRIBUIDOR, la modalidad será similar a lo establecido en el punto anterior.

- Los costos propios de distribución se *actualizarán* con periodicidad anual, dentro de cada período tarifario quinquenal, entrando en vigencia los valores actualizados el primero de febrero de cada año. En tanto, se *recalcularán* tales costos antes del comienzo de cada período tarifario quinquenal, comenzando a tener vigencia los valores recalculados en concordancia con la fecha de comienzo de dicho período tarifario quinquenal.

- Los parámetros que caracterizan a la demanda, deberán recalcularse antes del comienzo de cada período tarifario, y comenzarán a tener vigencia los valores recalculados en concordancia con la fecha de comienzo de dicho período

- Los Coeficientes de Transición, según los valores y fechas indicadas en el **Subanexo B Parte III "Coeficientes de Transición de los Cuadros Tarifarios"**.

Todos los costos antes mencionados se calcularán en Dólares Estadounidenses (U$S). El Cuadro Tarifario resultante se calculará en Dólares y será re-expresado en pesos ($), en el momento de su aplicación para la facturación a los usuarios, teniendo en cuenta para ello la relación para la convertibilidad al peso, establecida en la Ley 23.928.

Reajuste por Variaciones de Precios e Incentivo a la Eficiencia.

Para obtener las componentes de las tarifas que reflejan los costos propios de distribución, sobre las que se aplicarán los reajustes, se deben hacer igual a cero los términos representativos del Pass Through en las expresiones matemáticas de los parámetros tarifarios del **Subanexo B Parte II "Cálculo de los Parámetros Tarifarios"**.

Anualmente, a partir del primero de febrero del año mil novecientos noventa y ocho (1.998), la componente de las tarifas que reflejan los costos propios de distribución será ajustada según la expresión siguiente:

$$P_t = (1 + \frac{RPI_t - X}{100}) \times P_{t-1}$$

donde:

Pt: es la componente de cada tarifa que refleja los costos propios de distribución, para el período tarifario "t".

Pt-1: Idem para el período "t-1".

X: es el factor porcentual de avance tecnológico.

RPI: es el incremento porcentual que se define a continuación:

$$RPI_t = \frac{W_{t-1} - W_{t-2}}{W_{t-2}} \times 100$$

El coeficiente W se calcula en base a un cincuenta por ciento (50 %) de los cambios habidos en los precios al consumidor de los Estados Unidos ("Consummer Price Index, CPI) y un cincuenta por ciento (50 %) de el cambio ocurrido en los precios de bienes industriales (Producer Price Index, Industrial Commodities, PPI). El subíndice "t" refiere al período para el cual se define y ajusta la tarifa, siendo "t-1" el período inmediato anterior, y "t-2" el preanterior. Los períodos "t" se extienden desde el primero de febrero de cada año, hasta el treinta y uno (31) de enero del año siguiente. Como las tarifas están formuladas en U$S los índices elegidos son una medida de la inflación de los EEUU, por lo que mantienen las tarifas constantes en valores reales.

A los efectos del cálculo, el coeficiente W para un período genérico "i", surge de aplicar los índices correspondientes a noviembre del año "i". De esta manera:

$$W_i = 0{,}5 \times \frac{PPI_i}{PPI_o} + 0{,}5 \times \frac{CPI_i}{CPI_o}$$

donde:

PPI_o: Valor de referencia del Producer Price Index, Industrial Commodities, correspondiente al mes de noviembre de 1.996.

CPI_o: Valor de referencia del Consumer Price Index correspondiente al mes de noviembre de 1.996.

PPI_i: Valor de referencia del Producer Price Index, Industrial Commodities, correspondiente al mes de noviembre del año "i".

CPI_i: Valor de referencia del Consumer Price Index correspondiente al mes de noviembre del año "i".

El factor X es el llamado de avance tecnológico. Se definen los siguientes valores para "X":

- **X = 0 %** desde la fecha de Toma de Posesión, hasta el 31 de enero del 2.002.

- **X = 1 %** por año desde el 1 de febrero del 2.002, y hasta el 31

de enero del 2.007.

SUBANEXO B

PARTE I

MECANISMO DE PASS THROUGH

I. INTRODUCCIÓN.

El mecanismo de *Pass Through* permite pasar a tarifa un valor representativo del costo promedio de compra de Electricidad de LA CONCESIONARIA.

Si LA CONCESIONARIA opera en el Mercado Eléctrico Mayorista, se le reconocerá un valor representativo del costo promedio de compra en dicho mercado, del costo de los contratos a término efectuados con anterioridad a la fecha de la firma del Contrato de Concesión Municipal y de los costos del transporte que las antedichas transacciones generen.

Los contratos anteriores de cada Concesionaria se tomarán en consideración, únicamente, en el *Pass Through* de las categorías T1- Pequeñas Demandas, T2- Medianas Demandas y T4-Demandas Rurales.

Si LA CONCESIONARIA no opera en el Mercado Eléctrico Mayorista, se le permitirá pasar a tarifa un valor representativo del costo de los Contratos de Compra de Electricidad, efectuados con anterioridad a la fecha de la firma del Contrato de Concesión Municipal y/o Compra de Electricidad por Cuadro Tarifario a El Distribuidor u otra Concesionaria, y los costos del transporte que las antedichas transacciones generen.

I.A. Concesionarias Que Operan En El MEM.

I.A.1. Precios De Referencia Del Mercado Eléctrico Mayorista.

Los Precios de referencia del Mercado Eléctrico Mayorista son los calculados por la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA) y sancionados por la Secretaría de Energía y Puertos, o quien la reemplace. Se adoptan por períodos trimestrales en coincidencia con las programaciones estacionales y/o reprogramaciones trimestrales respectivamente. Si este mecanismo fuese modificado en el futuro por la Autoridad Nacional, el método de recálculo tarifario será modificado en consecuencia.

I.A.1.1. Precios De La Energía:

Son los estacionales de energía eléctrica por banda horaria, sancionados por la Secretaría de Energía y Puertos, o quien los reemplace y los precios estacionales de la Energía Adicional.

pe_p=	precio de la Energía en Horas de Pico	[U$S/MWh]
pe_r =	precio de la Energía en Horas de Resto	[U$S/MWh]
pe_v =	precio de la Energía en Horas de Valle	[U$S/MWh]
t =	Pico (p), valle (v) y resto (r).	
$pe_{adic.,t}$ =	precio de la Energía Adicional de Pérdidas	[U$S/MWh]

I.A.1.2. Precios De La Potencia:

Son los de la potencia comercializada en el mercado estacional, sancionados por la Secretaría de Energía y Puertos, o quien la reemplace.

Pmesbas =	precio mensual de la Potencia Despachada Base	[U$S/MW-mes]
Pmesconf =	precio mensual de la Potencia Despach. por Confiabilidad	[U$S/MW-mes]
Pestres =	precio mensual de la Reserva de Potencia	[U$S/MW-mes]
Pestser =	precio mensual de los Servicios Asociados a la Potencia	[U$S/MW-mes]

I.A.2. Precios De Nodo Para La Concesionaria.

Cuando LA CONCESIONARIA está directamente vinculada a redes de transporte, el traspaso de los precios de referencia del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) al nodo de LA CONCESIONARIA, se realiza respectivamente a través de los factores nodales por banda horaria para la Energía y del factor de adaptación para la Potencia.

En el caso que LA CONCESIONARIA no se encuentre directamente vinculada a redes de transporte, el precio de mercado se trasladará hasta el nodo del Distribuidor, a partir del cual, el mismo le prestará el Servicio de Peaje, encuadrado según Tarifa T5.

I.A.2.1. Precios De La Energía.

$$pe_t^{nodo} = pe_t \times Fn_t \pm SCPL$$

donde:

pe_t^{nodo} = precio de la energía en el nodo de la Concesionaria para la banda horaria t [U$S/MWh].

pe_t = precio de la energía del MEM para los distintos tramos horarios t [U$S/MWh].

Fn_t = factor de nodo.

- En el caso de Concesionarios conectados directamente a redes de transporte, el factor de nodo será el definido por CAMMESA para la banda horaria t.
- En el caso de Concesionarios no conectados directamente a redes de transporte, el factor de nodo es el definido por CAMMESA para la banda horaria t, en el nodo

mediante el cual la Concesionaria se vincula a redes de transporte, haciendo uso de redes del Distribuidor.

$SCPL$ = sobrecostos por precios locales calculados por CAMMESA, correspondientes al área donde se encuentra la Concesionaria [U$S/MWh].

I.A.2.2. Precios De La Potencia.

$$pp^{nodo} = [(Pmesbas + Pmesconf) \times \frac{Pmed}{Pmax} + Pestres + Pestser] \times Fa$$

donde:

pp^{nodo} = precio de la potencia en el nodo de la Concesionaria [U$S/MW-mes]

$Pmesbas$ = ya definido

$Pmesconf$ = ya definido

$Pestres$ = ya definido

$Pestser$ = ya definido

$\frac{Pmed}{Pmax}$ = relación entre la potencia media en horas fuera de valle de días hábiles y la potencia máxima (relación definida para cada grupo tarifario) .

F_a = factor de adaptación:

- En el caso de Concesionarios conectados directamente a redes de transporte, el factor de adaptación será el definido por CAMMESA.
- En el caso de Concesionarios no conectados directamente a redes de transporte, el factor de adaptación es el definido por CAMMESA en el nodo mediante el cual la Concesionaria se vincula a redes de transporte, haciendo uso de redes del Distribuidor.

I.A.3 Contratos Anteriores.

Los contratos que se permitirá transferir a tarifas a través del mecanismo de "Pass Through", son los pactados previamente a la fecha de la firma del Contrato de Concesión Municipal, previa aprobación del **Organismo de Control** y/o **Autoridad de Aplicación.** En el caso que dichos contratos estubieran formulados en base a precios monómicos, éstos deberán despotenciarse.

I.A.3.1. Descomposición De Los Contratos Monómicos.

El objetivo es obtener el precio "despotenciado", es decir descontar del precio monómico pactado por contrato, la incidencia que en el mismo tiene la compra de potencia que se prescinde hacer en el M.E.M.. El método consiste en descontar del importe trimestral originado en la compra por contrato, el importe que LA CONCESIONARIA evita erogar en concepto de adquisición de potencia al MEM, esto es, los correspondientes a los ítems Pmesbas y Pmesconf, y dividir el resultado obtenido por la energía total comprometida por contrato en el trimestre.

$$pe_{ca,t} = \frac{\sum_{t=pico,valle,resto} pmon_{ca,t} \times E_{ca,t} - (Pmesbas + Pmesconf) \times Pot_{ca,hhfv}}{\sum_{t=pico,valle,resto} E_{ca,t}}$$

donde:

$pe_{ca,t}$= precio de la energía del contrato autorizado a tranferir despotenciado [U$S/MWh].
$pmon_{ca,t}$= precio monómico de energía y potencia del contrato anterior [U$S/MWh].
$E_{ca,t}$= energía del contrato autorizado a tranferir por banda horaria en el trimestre [MWh].
$Pot_{ca,hhfv}$= potencia media del contrato tranferido en días hábiles en horas fuera de valle [MW].
$Pmesbas$ = ya definido
$Pmesconf$ = ya definido

I.A.4. Costos Del Transporte.

El método consiste en asignar los cargos fijos del Sistema de Transporte en Alta Tensión existente a la fecha de Toma de Posesión, del Sistema de Transporte por Distribución Troncal y del Servicio de Peaje, existentes a la fecha de Toma de Posesión, a los precios de la Potencia, deducidas las penalizaciones y los cargos variables de esos sistemas a los precios de la Energía.

I.A.4.A. Cargos Derivados Del Sistema De Transporte De Alta Tensión Y Por Distribución Troncal.

I.A.4.A.1. Cargos Fijos Del Transporte En Alta Tensión:

-Cargos por Conexión [U$S/mes].
-Cargos Complementarios [U$S/mes]

I.A.4.A.2. Cargos Fijos Del Sistema De Distribución Troncal:

-Cargos por Conexión [U$S/mes].
-Cargos por Transformadores Dedicados [U$S/mes].
-Cargos por Capacidad de Transporte [U$S/mes].

I.A.4.A.3. Cargos Variables Del Transporte En Alta Tensión:

-Cargos Variables Asociados a la Energía por las transacciones en el Mercado a Término [U$S/mes].
-Cargos Variables Asociados a la Potencia por las transacciones en el Mercado a Término [U$S/mes].

I.A.4.A.4. Cargos Variables Del Sistema De Distribución Troncal:

-Cargos Variables por Energía Eléctrica Transportada [U$S/mes].

Resulta entonces para el Cargo Fijo:

$$CF_T = \frac{\sum (CF_{AT} + CF_{DISTRO} - Penalizaciones)}{P_{MAX}}$$

donde:

CF_T= Cargo Fijo del Transporte asignado al precio de la Potencia [U$S/MW-mes].
CF_{AT}= Cargos Fijos del sistema de transporte en alta tensión [U$S/mes].
CF_{DISTRO}= Cargos Fijos del sistema de transporte por distribución troncal [U$S/mes].
P_{MAX}= Potencia Máxima del Concesionario [MW].

Análogamente, para el Cargo Variable:

$$CV_T = \frac{\sum (CV_{AT} + CV_{DISTRO})}{\sum_t E_t}$$

donde:

CV_T= Cargo Variable del Transporte, asociado a la energía y potencia, originado en base contratos preexistentes, que en el Mercado a Término mantiene la Concesionaria y asignado al precio de la Energía [U$S/MWh-mes].
CV_{AT}= Cargos Variables del Sistema de Transporte en Alta Tensión, asociados a la energía y potencia, originado en base contratos preexistentes, que en el Mercado a Término mantiene la Concesionaria [U$S/mes].
CV_{DISTRO}= Cargos Variables del Sistema de Transporte por Distribución Troncal, asociados a la energía y potencia, originado en las transacciones que en el Mercado a Término mantiene la Concesionaria [U$S/mes].
E_t= Energía operada por banda horaria de la Concesionaria [MWh].

Nota: *Todos los valores mencionados para los cargos del Costo de Transporte, corresponden a los realizados en el trimestre anterior a la fecha de recálculo del cuadro tarifario.*

I.A.4.B. Cargos Derivados De La Utilización Del Servicio De Peaje.

I.A.4.B.1. Cargo Fijo Y Cargos Por Potencia Según Tarifa T5.

- Cargo Fijo [U$S/mes].
- Cargo por Potencia en Pico [U$S/kW-mes].
- Cargo por Potencia fuera de Pico [U$S/kW-mes].

I.A.4.B.2. Cargos Variables Según Tarifa T5.

- Cargo Variables por Energía en Pico [U$S/kW-mes].
- Cargo Variables por Energía en Resto [U$S/kW-mes].
- Cargo Variables por Energía en Valle [U$S/kW-mes].

Resulta entonces para el Cargo Fijo:

$$CF_{SP} = \frac{CF_{T5} + [CP_{T5p} * P_{maxp} + CP_{T5fp} * P_{maxfp}]}{P_{MAX}}$$

donde:

CF_{SP} = Cargo Fijo por utilización del Servicio de Peaje [U$S/MW-mes].
CF_{T5} = Cargo Fijo de Tarifa T5 [U$S-mes].
CP_{T5p} = Cargo por Potencia en Pico de Tarifa T5 [U$S/MW-mes].
CP_{T5fP} = Cargo por Potencia Fuera de Pico de Tarifa T5 [U$S/MW-mes].
P_{maxp} = Potencia Máxima en Pico de la Concesionaria [MW].
P_{maxpfp} = Potencia Máxima Fuera de Pico de la Concesionaria [MW].
P_{MAX}= Potencia Máxima del Concesionario [MW].

Análogamente, para el Cargo Variable:

$$CV_{SPt} = CV_{T5t}$$

donde:

CV_{SPt} = Cargo Variable por utilización del Servicio de Peaje, por banda horaria [U$S/Mw-mes].
CV_{T5t}= Cargo Variable por Energía de Tarifa T5, por banda horaria [U$S/Mw-mes].

I.A.5. Fórmulas De Pass Through Para Las Categorías T1-Pequeñas Demandas, T2-Medianas Demandas Y T4-Pequeñas Demandas Rurales.

I.A.5.1. Energía.

La siguiente fórmula define el *Pass Through* de energía:

$$pe_t^{T1T2T4} = (1 - \beta_{ca,t}) pe_t^{nodo} + \beta_{ca,t} pe_{ca,t} + pe_{adic.,t} + FNEE + CV_T + CV_{SPt}$$

donde:

pe_t^{T1T2T4} = precio de la energía en el nodo de la Concesionaria en la banda horaria t para las categorías tarifarias T1, T2 y T4 [U$S/MWh].
$pe_{ca,t}$ = ya definido.
$\beta_{ca,t}$ = Energía comprada por la Concesionaria en el Mercado a Término, dividida por la Energía total correspondiente a las Tarifas T1, T2 y T4, en el período *t*, de la Concesionaria.
$FNEE$= Fondo Nacional de la Energía Eléctrica.
t = Banda horaria de: Pico (p), valle (v) y resto (r).
CV_{SPt} = ya definido.
pe_t^{nodo} = ya definido.
$pe_{adic.,t}$ = ya definido

CV_T = ya definido.

I.A.5.2. Potencia.

La siguiente fórmula define el *Pass Through* de potencia:

$$pp^{T1T2T4} = pp^{nodo} + CF_T + CF_{SP}$$

donde:

pp^{T1T2T4} = Precio de la potencia en el nodo de la Concesionaria, para las categorías tarifarias T1, T2 y T4.[U$S/MW-mes].
pp^{nodo} = ya definido.
CF_T = ya definido.
CF_{SP} = ya definido.

Nota: *Los cargos CV_{SPt} y CF_{SP} se utilizarán solo en el caso en que la Concesionaria requiera del Servicio de Peaje, facturado según Tarifa T5.*

I.A.6. Fórmulas De Pass Through Para La Categoría T3-Grandes Demandas.

I.A.6.1. Energía.

La siguiente fórmula define el *Pass Through* de energía:

$$pe_t^{T3} = pe_t^{nodo} + pe_{adic.,t} + FNEE + CV_T + CV_{SPt}$$

donde:

pe_t^{T3} = precio de la energía en el nodo de la Concesionaria en la banda horaria t para la categoría tarifaria T3 [U$S/MWh]
$FNEE$= Fondo Nacional de la Energía Eléctrica.
t = Pico (p), valle (v) y resto (r).
CV_{SPt} = ya definido.
pe_t^{nodo} = ya definido.
CV_T = ya definido.
$pe_{adic.,t}$ = ya definido.

I.A.6.2. Potencia.

La siguiente fórmula define el *Pass Through* de potencia:

$$pp^{T3} = pp^{nodo} + CF_T + CF_{SP}$$

donde:

pp^{T3} = Precio de la potencia en el nodo de la Concesionaria, para las categorías tarifarias T3 [U$S/MW-mes].
pp^{nodo} = ya definido.
CF_T = ya definido.
CF_{SP} = ya definido.

Nota: *Los cargos CV_{SPi} y CF_{SP} se utilizarán solo en el caso en que la Concesionaria requiera del Servicio de Peaje, facturado según Tarifa T5.*

I.A.7. Valores Iniciales Para El Cálculo Del Pass Through.

I.A.7.1. Valores Comunes Y Particulares De Las Concesionarias.

Los siguientes valores serán **comunes** a todas las Concesionariasy válidos durante el lapso de tiempo transcurrido desde la fecha de Toma de Posesión y hasta la promulgación por parte de la Secretaría de Energía y Puertos de los nuevos valores de precios estacionales, correspondientes a la programación estacional o a la reprogramación trimestral inmediata posterior a la citada fecha de toma de posesión (la que se de cronologicamente en primer término).

Pmesbas = U$S/MW-mes
Pmesconf = U$S/MW-mes
Pestres = U$S/MW-mes
Pestser = U$S/MW-mes

pe_p = U$S/MWh
pe_r = U$S/MWh
pe_v = U$S/Mwh

$pe_{adic.,p}$ = U$S/MWh
$pe_{adic.,r}$ = U$S/MWh
$pe_{adic.,v}$ = U$S/MWh

SCPL = U$S/MWh
FNEE = U$S/MWh

Los siguientes valores serán **particulares** a cada Concesionaria y válidos durante el lapso de tiempo transcurrido desde la fecha de Toma de Posesión y hasta la promulgación por parte de la Secretaría de Energía y Puertos de los nuevos valores de precios estacionales, correspondientes a la programación estacional o a la reprogramación trimestral inmediata posterior a la citada fecha de Toma de Posesión (la que se de cronologicamente en primer término).

Fn_p = ...

Fn_r = ...

Fn_V = ...

Fa = ...

CF_T = ...U$S/MW-mes

CV_T = ...U$S/MWh

I.A.7.2. Valores A Ser Modificados Para Cada Período Tarifario.

El **Organismo de Control** realizará las acciones pertinentes, a los efectos de obtener los parámetros que regirán para el siguiente período tarifario, una vez que los mismos hayan sido aprobados por la **Autoridad de Aplicación**.

Los siguientes valores serán comunes a todas las Concesionarias y válidos para el período de transición y el primer período tarifario inmediato posterior:

$\frac{Pmed}{Pmax} T1, T2, T4 =$ .....

$\frac{Pmed}{Pmax} T3 =$ .....

I.A.8. Valores Iniciales De Energía Y Potencia Para El Cálculo Del Cuadro Tarifario.

Los valores resultantes de energía y potencia para cada Concesionaria son:

Tarifas	pe_{pico}	pe_{resto}	pe_{valle}	pp
	[U$S/MWh]	[U$S/MWh]	[U$S/MWh]	[U$S/MW-mes]
T1, T2 y T4	.....	.....	.....	.....
T3	.....	.....	.....	.....

I.B. Concesionarias Que No Operan En El **Mem.**

Precios De Compra De Electricidad De La Concesionaria.

Los precios de compra que se permitirán transferir a tarifas, a través del mecanismo de "Pass Through", son aquellos consignados en el Cuadro Tarifario del Distribuidor que presta servicio a LA CONCESIONARIA. Vale decir, que LA CONCESIONARIA abastecerá toda su demanda en base a compras por Cuadro Tarifario.

Si la Concesionaria recibe el suministro en base a un contrato suscripto con ESEBA S.A., el que se traslada a la Distribuidora correspondiente como consecuencia del proceso de privatización, los precios de compra que se permiten pasar a tarifa, son los correspondientes al citado contrato, hasta

que opere el vencimiento del mismo. Una vez caducado el contrato de compra con el Distribuidor, tendrá plena vigencia el principio enunciado en el párrafo precedente.

SUBANEXO B

PARTE I

MECANISMO DE PASS THROUGH

I. INTRODUCCIÓN.

El mecanismo de *Pass Through* permite pasar a tarifa un valor representativo del costo promedio de compra de Electricidad de LA CONCESIONARIA.

Si LA CONCESIONARIA opera en el Mercado Eléctrico Mayorista, se le reconocerá un valor representativo del costo promedio de compra en dicho mercado, del costo de los contratos a término efectuados con anterioridad a la fecha de la firma del Contrato de Concesión Municipal y de los costos del transporte que las antedichas transacciones generen.

Los contratos anteriores de cada Concesionaria se tomarán en consideración, únicamente, en el *Pass Through* de las categorías T1- Pequeñas Demandas, T2- Medianas Demandas y T4-Demandas Rurales.

Si LA CONCESIONARIA no opera en el Mercado Eléctrico Mayorista, se le permitirá pasar a tarifa un valor representativo del costo de los Contratos de Compra de Electricidad, efectuados con anterioridad a la fecha de la firma del Contrato de Concesión Municipal y/o Compra de Electricidad por Cuadro Tarifario a El Distribuidor u otra Concesionaria, y los costos del transporte que las antedichas transacciones generen.

I.A. Concesionarias Que Operan En El MEM.

I.A.1. Precios De Referencia Del Mercado Eléctrico Mayorista.

Los Precios de referencia del Mercado Eléctrico Mayorista son los calculados por la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA) y sancionados por la Secretaría de Energía y Puertos, o quien la reemplace. Se adoptan por períodos trimestrales en coincidencia con las programaciones estacionales y/o reprogramaciones trimestrales respectivamente. Si este mecanismo fuese modificado en el futuro por la Autoridad Nacional, el método de recálculo tarifario será modificado en consecuencia.

I.A.1.1. Precios De La Energía:

Son los estacionales de energía eléctrica por banda horaria, sancionados por la Secretaría de Energía y Puertos, o quien los reemplace y los precios estacionales de la Energía Adicional.

pe_p=	precio de la Energía en Horas de Pico	[U$S/MWh]
pe_r =	precio de la Energía en Horas de Resto	[U$S/MWh]
pe_v =	precio de la Energía en Horas de Valle	[U$S/MWh]
t =	Pico (p), valle (v) y resto (r).	
$pe_{adic.,t}$ =	precio de la Energía Adicional de Pérdidas	[U$S/MWh]

I.A.1.2. Precios De La Potencia:

Son los de la potencia comercializada en el mercado estacional, sancionados por la Secretaría de Energía y Puertos, o quien la reemplace.

Pmesbas =	precio mensual de la Potencia Despachada Base	[U$S/MW-mes]
Pmesconf =	precio mensual de la Potencia Despach. por Confiabilidad	[U$S/MW-mes]
Pestres =	precio mensual de la Reserva de Potencia	[U$S/MW-mes]
Pestser =	precio mensual de los Servicios Asociados a la Potencia	[U$S/MW-mes]

I.A.2. Precios De Nodo Para La Concesionaria.

Cuando LA CONCESIONARIA está directamente vinculada a redes de transporte, el traspaso de los precios de referencia del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) al nodo de LA CONCESIONARIA, se realiza respectivamente a través de los factores nodales por banda horaria para la Energía y del factor de adaptación para la Potencia.

En el caso que LA CONCESIONARIA no se encuentre directamente vinculada a redes de transporte, el precio de mercado se trasladará hasta el nodo del Distribuidor, a partir del cual, el mismo le prestará el Servicio de Peaje, encuadrado según Tarifa T5.

I.A.2.1. Precios De La Energía.

$$pe_t^{nodo} = pe_t \times Fn_t \pm SCPL$$

donde:

pe_t^{nodo} = precio de la energía en el nodo de la Concesionaria para la banda horaria t [U$S/MWh].

pe_t = precio de la energía del MEM para los distintos tramos horarios t [U$S/MWh].

Fn_t = factor de nodo.

- En el caso de Concesionarios conectados directamente a redes de transporte, el factor de nodo será el definido por CAMMESA para la banda horaria t.
- En el caso de Concesionarios no conectados directamente a redes de transporte, el factor de nodo es el definido por CAMMESA para la banda horaria t, en el nodo

mediante el cual la Concesionaria se vincula a redes de transporte, haciendo uso de redes del Distribuidor.

$SCPL$ = sobrecostos por precios locales calculados por CAMMESA, correspondientes al área donde se encuentra la Concesionaria [U$S/MWh].

I.A.2.2. Precios De La Potencia.

$$pp^{nodo} = [(Pmesbas + Pmesconf) \times \frac{Pmed}{Pmax} + Pestres + Pestser] \times Fa$$

donde:

pp^{nodo} = precio de la potencia en el nodo de la Concesionaria [U$S/MW-mes]

$Pmesbas$ = ya definido

$Pmesconf$ = ya definido

$Pestres$ = ya definido

$Pestser$ = ya definido

$\frac{Pmed}{Pmax}$ = relación entre la potencia media en horas fuera de valle de días hábiles y la potencia máxima (relación definida para cada grupo tarifario).

F_a = factor de adaptación:

- En el caso de Concesionarios conectados directamente a redes de transporte, el factor de adaptación será el definido por CAMMESA.
- En el caso de Concesionarios no conectados directamente a redes de transporte, el factor de adaptación es el definido por CAMMESA en el nodo mediante el cual la Concesionaria se vincula a redes de transporte, haciendo uso de redes del Distribuidor.

I.A.3 Contratos Anteriores.

Los contratos que se permitirá transferir a tarifas a través del mecanismo de "Pass Through", son los pactados previamente a la fecha de la firma del Contrato de Concesión Municipal, previa aprobación del **Organismo de Control** y/o **Autoridad de Aplicación.** En el caso que dichos contratos estubieran formulados en base a precios monómicos, éstos deberán despotenciarse.

I.A.3.1. Descomposición De Los Contratos Monómicos.

El objetivo es obtener el precio "despotenciado", es decir descontar del precio monómico pactado por contrato, la incidencia que en el mismo tiene la compra de potencia que se prescinde hacer en el M.E.M.. El método consiste en descontar del importe trimestral originado en la compra por contrato, el importe que LA CONCESIONARIA evita erogar en concepto de adquisición de potencia al MEM, esto es, los correspondientes a los ítems Pmesbas y Pmesconf, y dividir el resultado obtenido por la energía total comprometida por contrato en el trimestre.

$$pe_{ca,t} = \frac{\sum_{t=pico,valle,resto} pmon_{ca,t} \times E_{ca,t} - (Pmesbas + Pmesconf) \times Pot_{ca,hhfv}}{\sum_{t=pico,valle,resto} E_{ca,t}}$$

donde:

$pe_{ca,t}$= precio de la energía del contrato autorizado a tranferir despotenciado [U$S/MWh].
$pmon_{ca,t}$= precio monómico de energía y potencia del contrato anterior [U$S/MWh].
$E_{ca,t}$= energía del contrato autorizado a tranferir por banda horaria en el trimestre [MWh].
$Pot_{ca,hhfv}$= potencia media del contrato tranferido en días hábiles en horas fuera de valle [MW].
$Pmesbas$ = ya definido
$Pmesconf$= ya definido

I.A.4. Costos Del Transporte.

El método consiste en asignar los cargos fijos del Sistema de Transporte en Alta Tensión existente a la fecha de Toma de Posesión, del Sistema de Transporte por Distribución Troncal y del Servicio de Peaje, existentes a la fecha de Toma de Posesión, a los precios de la Potencia, deducidas las penalizaciones y los cargos variables de esos sistemas a los precios de la Energía.

I.A.4.A. Cargos Derivados Del Sistema De Transporte De Alta Tensión Y Por Distribución Troncal.

I.A.4.A.1. Cargos Fijos Del Transporte En Alta Tensión:

-Cargos por Conexión [U$S/mes].
-Cargos Complementarios [U$S/mes]

I.A.4.A.2. Cargos Fijos Del Sistema De Distribución Troncal:

-Cargos por Conexión [U$S/mes].
-Cargos por Transformadores Dedicados [U$S/mes].
-Cargos por Capacidad de Transporte [U$S/mes].

I.A.4.A.3. Cargos Variables Del Transporte En Alta Tensión:

-Cargos Variables Asociados a la Energía por las transacciones en el Mercado a Término [U$S/mes].
-Cargos Variables Asociados a la Potencia por las transacciones en el Mercado a Término [U$S/mes].

I.A.4.A.4. Cargos Variables Del Sistema De Distribución Troncal:

-Cargos Variables por Energía Eléctrica Transportada [U$S/mes].

Resulta entonces para el Cargo Fijo:

$$CF_T = \frac{\Sigma(CF_{AT} + CF_{DISTRO} - Penalizaciones)}{P_{MAX}}$$

donde:

CF_T= Cargo Fijo del Transporte asignado al precio de la Potencia [U$S/MW-mes].
CF_{AT}= Cargos Fijos del sistema de transporte en alta tensión [U$S/mes].
CF_{DISTRO}= Cargos Fijos del sistema de transporte por distribución troncal [U$S/mes].
P_{MAX}= Potencia Máxima del Concesionario [MW].

Análogamente, para el Cargo Variable:

$$CV_T = \frac{\Sigma(CV_{AT} + CV_{DISTRO})}{\sum_t E_t}$$

donde:

CV_T= Cargo Variable del Transporte, asociado a la energía y potencia, originado en base contratos preexistentes, que en el Mercado a Término mantiene la Concesionaria y asignado al precio de la Energía [U$S/MWh-mes].
CV_{AT}= Cargos Variables del Sistema de Transporte en Alta Tensión, asociados a la energía y potencia, originado en base contratos preexistentes, que en el Mercado a Término mantiene la Concesionaria [U$S/mes].
CV_{DISTRO}= Cargos Variables del Sistema de Transporte por Distribución Troncal, asociados a la energía y potencia, originado en las transacciones que en el Mercado a Término mantiene la Concesionaria [U$S/mes].
E_t= Energía operada por banda horaria de la Concesionaria [MWh].

Nota: *Todos los valores mencionados para los cargos del Costo de Transporte, corresponden a los realizados en el trimestre anterior a la fecha de recálculo del cuadro tarifario.*

I.A.4.B. Cargos Derivados De La Utilización Del Servicio De Peaje.

I.A.4.B.1. Cargo Fijo Y Cargos Por Potencia Según Tarifa T5.

- Cargo Fijo [U$S/mes].
- Cargo por Potencia en Pico [U$S/kW-mes].
- Cargo por Potencia fuera de Pico [U$S/kW-mes].

I.A.4.B.2. Cargos Variables Según Tarifa T5.

- Cargo Variables por Energía en Pico [U$S/kW-mes].
- Cargo Variables por Energía en Resto [U$S/kW-mes].
- Cargo Variables por Energía en Valle [U$S/kW-mes].

Resulta entonces para el Cargo Fijo:

$$CF_{SP} = \frac{CF_{T5} + [CP_{T5p} * P_{maxp} + CP_{T5fp} * P_{maxfp}]}{P_{MAX}}$$

donde:

CF_{SP} = Cargo Fijo por utilización del Servicio de Peaje [U$S/MW-mes].
CF_{T5} = Cargo Fijo de Tarifa T5 [U$S-mes].
CP_{T5p} = Cargo por Potencia en Pico de Tarifa T5 [U$S/MW-mes].
CP_{T5fP} = Cargo por Potencia Fuera de Pico de Tarifa T5 [U$S/MW-mes].
P_{maxp} = Potencia Máxima en Pico de la Concesionaria [MW].
P_{maxpfp} = Potencia Máxima Fuera de Pico de la Concesionaria [MW].
P_{MAX}= Potencia Máxima del Concesionario [MW].

Análogamente, para el Cargo Variable:

$$CV_{SPt} = CV_{T5t}$$

donde:

CV_{SPt} = Cargo Variable por utilización del Servicio de Peaje, por banda horaria [U$S/Mw-mes].
CV_{T5t}= Cargo Variable por Energía de Tarifa T5, por banda horaria [U$S/Mw-mes].

I.A.5. Fórmulas De Pass Through Para Las Categorías T1-Pequeñas Demandas, T2-Medianas Demandas Y T4-Pequeñas Demandas Rurales.

I.A.5.1. Energía.

La siguiente fórmula define el *Pass Through* de energía:

$$pe_t^{T1T2T4} = (1 - \beta_{ca,t}) pe_t^{nodo} + \beta_{ca,t} pe_{ca,t} + pe_{adic.,t} + FNEE + CV_T + CV_{SPt}$$

donde:

pe_t^{T1T2T4} = precio de la energía en el nodo de la Concesionaria en la banda horaria t para las categorías tarifarias T1, T2 y T4 [U$S/MWh].
$pe_{ca,t}$= ya definido.
$\beta_{ca,t}$= Energía comprada por la Concesionaria en el Mercado a Término, dividida por la Energía total correspondiente a las Tarifas T1, T2 y T4, en el período *t*, de la Concesionaria.
$FNEE$= Fondo Nacional de la Energía Eléctrica.
t = Banda horaria de: Pico (p), valle (v) y resto (r).
CV_{SPt} = ya definido.
pe_t^{nodo} = ya definido.
$pe_{adic.,t}$ = ya definido

CV_T = ya definido.

I.A.5.2. Potencia.

La siguiente fórmula define el *Pass Through* de potencia:

$$pp^{T1T2T4} = pp^{nodo} + CF_T + CF_{SP}$$

donde:

pp^{T1T2T4} = Precio de la potencia en el nodo de la Concesionaria, para las categorías tarifarias T1, T2 y T4.[U$S/MW-mes].
pp^{nodo} = ya definido.
CF_T = ya definido.
CF_{SP} = ya definido..

Nota: *Los cargos CV_{SPt} y CF_{SP} se utilizarán solo en el caso en que la Concesionaria requiera del Servicio de Peaje, facturado según Tarifa T5.*

I.A.6. Fórmulas De Pass Through Para La Categoría T3-Grandes Demandas.

I.A.6.1. Energía.

La siguiente fórmula define el *Pass Through* de energía:

$$pe_t^{T3} = pe_t^{nodo} + pe_{adic.,t} + FNEE + CV_T + CV_{SPt}$$

donde:

pe_t^{T3} = precio de la energía en el nodo de la Concesionaria en la banda horaria t para la categoría tarifaria T3 [U$S/MWh]
$FNEE$= Fondo Nacional de la Energía Eléctrica.
t = Pico (p), valle (v) y resto (r).
CV_{SPt} = ya definido.
pe_t^{nodo} = ya definido.
CV_T = ya definido.
$pe_{adic.,t}$ = ya definido.

I.A.6.2. Potencia.

La siguiente fórmula define el *Pass Through* de potencia:

$$pp^{T3} = pp^{nodo} + CF_T + CF_{SP}$$

donde:

pp^{T3} = Precio de la potencia en el nodo de la Concesionaria, para las categorías tarifarias T3 [U$S/MW-mes].
pp^{nodo} = ya definido.
CF_T = ya definido.
CF_{SP} = ya definido.

Nota: *Los cargos CV_{SPt} y CF_{SP} se utilizarán solo en el caso en que la Concesionaria requiera del Servicio de Peaje, facturado según Tarifa T5.*

I.A.7. Valores Iniciales Para El Cálculo Del Pass Through.

I.A.7.1. Valores Comunes Y Particulares De Las Concesionarias.

Los siguientes valores serán **comunes** a todas las Concesionariasy válidos durante el lapso de tiempo transcurrido desde la fecha de Toma de Posesión y hasta la promulgación por parte de la Secretaría de Energía y Puertos de los nuevos valores de precios estacionales, correspondientes a la programación estacional o a la reprogramación trimestral inmediata posterior a la citada fecha de toma de posesión (la que se de cronologicamente en primer término).

Pmesbas = U$S/MW-mes
Pmesconf = U$S/MW-mes
Pestres = U$S/MW-mes
Pestser = U$S/MW-mes

pe_p= U$S/MWh
pe_r = U$S/MWh
pe_v = U$S/Mwh

$pe_{adic.,p}$ = U$S/MWh
$pe_{adic.,r}$ = U$S/MWh
$pe_{adic.,v}$ = U$S/MWh

SCPL = U$S/MWh
FNEE= U$S/MWh

Los siguientes valores serán **particulares** a cada Concesionaria y válidos durante el lapso de tiempo transcurrido desde la fecha de Toma de Posesión y hasta la promulgación por parte de la Secretaría de Energía y Puertos de los nuevos valores de precios estacionales, correspondientes a la programación estacional o a la reprogramación trimestral inmediata posterior a la citada fecha de Toma de Posesión (la que se de cronologicamente en primer término).

Fn_p = ...

Fn_r = ...

Fn_V = ...

Fa = ...

CF_T = ...U$S/MW-mes

CV_T = ...U$S/MWh

I.A.7.2. Valores A Ser Modificados Para Cada Período Tarifario.

El **Organismo de Control** realizará las acciones pertinentes, a los efectos de obtener los parámetros que regirán para el siguiente período tarifario, una vez que los mismos hayan sido aprobados por la **Autoridad de Aplicación**.

Los siguientes valores serán comunes a todas las Concesionarias y válidos para el período de transición y el primer período tarifario inmediato posterior:

$\frac{Pmed}{Pmax} T1,T2,T4 =$ .....

$\frac{Pmed}{Pmax} T3 =$ .....

I.A.8. Valores Iniciales De Energía Y Potencia Para El Cálculo Del Cuadro Tarifario.

Los valores resultantes de energía y potencia para cada Concesionaria son:

Tarifas	pe_{pico}	pe_{resto}	pe_{valle}	pp
	[U$S/MWh]	[U$S/MWh]	[U$S/MWh]	[U$S/MW-mes]
T1, T2 y T4	.....	.....	.....	.....
T3	.....	.....	.....	.....

I.B. Concesionarias Que No Operan En El **Mem**.

Precios De Compra De Electricidad De La Concesionaria.

Los precios de compra que se permitirán transferir a tarifas, a través del mecanismo de "Pass Through", son aquellos consignados en el Cuadro Tarifario del Distribuidor que presta servicio a LA CONCESIONARIA. Vale decir, que LA CONCESIONARIA abastecerá toda su demanda en base a compras por Cuadro Tarifario.

Si la Concesionaria recibe el suministro en base a un contrato suscripto con ESEBA S.A., el que se traslada a la Distribuidora correspondiente como consecuencia del proceso de privatización, los precios de compra que se permiten pasar a tarifa, son los correspondientes al citado contrato, hasta

que opere el vencimiento del mismo. Una vez caducado el contrato de compra con el Distribuidor, tendrá plena vigencia el principio enunciado en el párrafo precedente.

SUBANEXO B
PARTE II

CALCULO DE LOS PARAMETROS TARIFARIOS

II.1. TARIFA "T1":PEQUEÑAS DEMANDAS (Potencia < 10 KW).

II.1.1. T1R - RESIDENCIAL.

II.1.1.1. CARGO FIJO.

$$CFT1R = VADCf_T1R / 12 * (1 + VADCp_T1)$$

donde :

CFT1R: cargo fijo mensual aplicable a los clientes residenciales encuadrados en la tarifa T1R, expresado en U$S/cliente.

VADCf_T1R: valor agregado comercial de distribución reconocido para la tarifa T1R, excluidos los costos de comisiones de cobranzas por terceros y quebranto por incobrabilidad, expresado en U$S/cliente-año

VADCp_T1: coeficiente mediante el cual se asignan los costos de comisiones de cobranzas por terceros y quebranto por incobrabilidad de facturación a clientes encasillados en la tarifa T1.

II.1.1.2. CARGO VARIABLE 1 (consumos de 0 hasta 100 KWh / mes).

$$\begin{aligned} CV1T1R = {} & (aR_pico * (peT1p + VADE_T1_p) + aR_resto * (peT1r + \\ & + VADE_T1_r) + aR_valle * (peT1v + VADE_T1_v) + \\ & + ppT1 / TUMA_R1 * 12 * PERPBT_T1 + (VADPT1_tot\text{-}R / \\ & / TUMA_R1 * FCI_T1R) * (1 + VADA_T1)) * (1 + VADCp_T1) \end{aligned}$$

donde :

CV1T1R: cargo variable que se aplica a la totalidad del consumo de energía de los clientes encasillados en la tarifa T1R, cuando el valor mensual de dicho consumo no supera los 100 Kwh, expresado en U$S/KWh.

aR_pico: coeficiente que expresa la participación del consumo de energía de clientes residenciales en el horario de pico respecto del consumo total de energía de esos clientes en las tres bandas horarias ($0 \leq aR_pico \leq 1$).

peT1p: precio de transferencia de la energía en el horario de pico aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T1, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.6.1., expresado en U$S/KWh.

VADE_T1_p: valor unitario de las pérdidas de energía en horario de pico, correspondiente a la tarifa T1, expresado en U$S/KWh.

aR_resto: coeficiente que expresa la participación del consumo de energía de clientes residenciales en el horario de resto respecto del consumo total de energía de esos clientes en las tres bandas horarias ($0 \leq aR_resto \leq 1$).

peT1r: precio de transferencia de la energía en el horario de resto aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T1, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.6.1., expresado en U$S/KWh.

VADE_T1_r: valor unitario de las pérdidas de energía en horario de resto, correspondiente a la tarifa T1, expresado en U$S/KWh.

aR_valle: coeficiente que expresa la participación del consumo de energía de clientes residenciales en el horario de valle respecto del consumo total de energía de esos clientes en las tres bandas horarias ($0 \leq aR_valle \leq 1$).

peT1v: precio de transferencia de la energía en el horario de valle aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T1, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.6.1., expresado en U$S/KWh.

VADE_T1_v: valor unitario de las pérdidas de energía en horario de valle, correspondiente a la tarifa T1, expresado en U$S/KWh.

ppT1: precio de transferencia de la potencia aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T1, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.6.2., expresado en U$S/KW-mes.

TUMA_R1: tiempo de utilización medio anual de los clientes residenciales encuadrados en la tarifa T1R cuyo consumo se encuentra entre 0 y 100 KWh/mes, expresado en horas/año.

PERPBT_T1: Coeficiente de transferencia del precio de potencia en el nodo de entrada del distribuidor, al nivel de baja tensión asignado a los clientes encuadrados en la tarifa T1.

VADPT1_tot_R: valor agregado de distribución total asignado a los clientes encuadrados en la Tarifa T1 Residencial (T1R) y Residencial Estacional (T1RE), expresado en U$S/KW-año.

FCI_T1R: factor de coincidencia interno, definido como la relación entre la demanda máxima

simultánea de los clientes encasillados en la tarifa T1R y la suma de las demandas máximas de estos clientes ($0 < FCI_T1R < 1$).

VADA_T1: coeficiente mediante el cual se asigna el costo general de administración a la tarifa T1.

VADCp_T1: coeficiente mediante el cual se asignan los costos de comisiones de cobranzas por terceros y quebrantos por incobrabilidad de facturación a clientes encasillados en la tarifa T1.

II.1.1.3. CARGO VARIABLE 2 (consumos mayores de 100 y hasta 200 KWh / mes).

$$CV2T1R = (aR_pico * (peT1p + VADE_T1_p) + aR_resto * (peT1r + VADE_T1_r) + aR_valle * (peT1v + VADE_T1_v) + ppT1 / TUMA_R2 * 12 * PERPBT_T1 + (VADPT1_tot_R / TUMA_R2 * FCI_T1R) * (1 + VADA_T1)) * (1 + VADCp_T1)$$

donde :

CV2T1R: cargo variable que se aplica a la totalidad del consumo de energía de los clientes encasillados en la tarifa T1R, cuando el valor mensual de dicho consumo se encuentra entre más de 100 KWh y hasta 200 Kwh, expresado en U$S/KWh.

aR_pico: coeficiente que expresa la participación del consumo de energía de clientes residenciales en el horario de pico respecto del consumo total de energía de esos clientes en las tres bandas horarias ($0 \leq aR_pico \leq 1$).

peT1p: precio de transferencia de la energía en el horario de pico aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T1, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.6.1., expresado en U$S/KWh.

VADE_T1_p: valor unitario de las pérdidas de energía en horario de pico, correspondiente a la tarifa T1, expresado en U$S/KWh.

aR_resto: coeficiente que expresa la participación del consumo de energía de clientes residenciales en el horario de resto respecto del consumo total de energía de esos clientes en las tres bandas horarias ($0 \leq aR_resto \leq 1$).

peT1r: precio de transferencia de la energía en el horario de resto aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T1, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.6.1., expresado en U$S/KWh.

VADE_T1_r: valor unitario de las pérdidas de energía en horario de resto, correspondiente a la tarifa T1, expresado en U$S/KWh.

aR_valle: coeficiente que expresa la participación del consumo de energía de clientes residenciales en el horario de valle respecto del consumo total de energía de esos clientes en las tres bandas horarias ($0 \leq aR_valle \leq 1$).

peT1v: precio de transferencia de la energía en el horario de valle aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T1, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.6.1., expresado en U$S/KWh.

VADE_T1_v: valor unitario de las pérdidas de energía en horario de valle, correspondiente a la tarifa T1, expresado en U$S/KWh.

ppT1: precio de transferencia de la potencia aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T1, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.6.2., expresado en U$S/KW-mes.

TUMA_R2: tiempo de utilización medio anual de los clientes residenciales encuadrados en la tarifa T1R cuyo consumo se encuentra entre más de 100 KWh/mes y hasta 200 KWh/mes, expresado en horas/año.

PERPBT_T1: Coeficiente de transferencia del precio de potencia en el nodo de entrada del distribuidor, al nivel de baja tensión asignado a los clientes encuadrados en la tarifa T1.

VADPT1_tot_R: valor agregado de distribución total asignado a los clientes encuadrados en la Tarifa T1 Residencial (T1R) y Residencial Estacional (T1RE), expresado en U$S/KW-año.

FCI_T1R: factor de coincidencia interno, definido como la relación entre la demanda máxima simultánea de los clientes encasillados en la tarifa T1R y la suma de las demandas máximas de estos clientes ($0 < FCI_T1R < 1$).

VADA_T1: coeficiente mediante el cual se asigna el costo general de administración a la tarifa T1.

VADCp_T1: coeficiente mediante el cual se asignan los costos de comisiones de cobranzas por terceros y quebrantos por incobrabilidad de facturación a clientes encasillados en la tarifa T1.

II.1.1.4. CARGO VARIABLE 3 (consumos mayores de 200 y hasta 400 KWh / mes).

$$CV3T1R = (aR_pico * (peT1p + VADE_T1_p) + aR_resto * (peT1r + + VADE_T1_r) + aR_valle * (peT1v + VADE_T1_v) + + ppT1/ TUMA_R3 * 12 * PERPBT_T1 + (VADPT1_tot_R / / TUMA_R3 * FCI_T1R) * (1 + VADA_T1)) * (1 + VADCp_T1)$$

donde :

CV3T1R: cargo variable que se aplica a la totalidad del consumo de energía de los clientes encasillados en la tarifa T1R, cuando el valor mensual de dicho consumo se encuentra entre más de 200 KWh y hasta 400 Kwh, expresado en U$S/KWh.

aR_pico: coeficiente que expresa la participación del consumo de energía de clientes residenciales en el horario de pico respecto del consumo total de energía de esos clientes en las tres bandas horarias ($0 \leq aR_pico \leq 1$).

peT1p: precio de transferencia de la energía en el horario de pico aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T1, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.6.1., expresado en U$S/KWh.

VADE_T1_p: valor unitario de las pérdidas de energía en horario de pico, correspondiente a la tarifa T1, expresado en U$S/KWh.

aR_resto: coeficiente que expresa la participación del consumo de energía de clientes residenciales en el horario de resto respecto del consumo total de energía de esos clientes en las tres bandas horarias ($0 \leq$ aR_resto ≤ 1).

peT1r: precio de transferencia de la energía en el horario de resto aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T1, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.6.1., expresado en U$S/KWh.

VADE_T1_r: valor unitario de las pérdidas de energía en horario de resto, correspondiente a la tarifa T1, expresado en U$S/KWh.

aR_valle: coeficiente que expresa la participación del consumo de energía de clientes residenciales en el horario de valle respecto del consumo total de energía de esos clientes en las tres bandas horarias ($0 \leq$ aR_valle ≤ 1).

peT1v: precio de transferencia de la energía en el horario de valle aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T1, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.6.1., expresado en U$S/KWh.

VADE_T1_v: valor unitario de las pérdidas de energía en horario de valle, correspondiente a la tarifa T1, expresado en U$S/KWh.

ppT1: precio de transferencia de la potencia aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T1, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.6.2., expresado en U$S/KW-mes.

TUMA_R3: tiempo de utilización medio anual de los clientes residenciales encuadrados en la tarifa T1R cuyo consumo se encuentra entre más de 200 KWh/mes y hasta 400 KWh/mes, expresado en horas/año.

PERPBT_T1: Coeficiente de transferencia del precio de potencia en el nodo de entrada del distribuidor, al nivel de baja tensión asignado a los clientes encuadrados en la tarifa T1.

VADPT1_tot_R: valor agregado de distribución total asignado a los clientes encuadrados en la Tarifa T1 Residencial (T1R) y Residencial Estacional (T1RE), expresado en U$S/KW-año.

FCI_T1R: factor de coincidencia interno, definido como la relación entre la demanda máxima simultánea de los clientes encasillados en la tarifa T1R y la suma de las demandas máximas de estos clientes ($0 <$ FCI_T1R < 1).

VADA_T1: coeficiente mediante el cual se asigna el costo general de administración a la tarifa T1.

VADCp_T1: coeficiente mediante el cual se asignan los costos de comisiones de cobranzas por terceros y quebrantos por incobrabilidad de facturación a clientes encasillados en la tarifa T1.

II.1.1.5. CARGO VARIABLE 4 (consumos mayores de 400 KWh / mes).

$$CV4T1R = (aR_pico * (peT1p + VADE_T1_p) + aR_resto * (peT1r + + VADE_T1_r) + aR_valle * (peT1v + VADE_T1_v) + + ppT1/ TUMA_R4 * 12 * PERPBT_T1 + (VADPT1_tot_R / / TUMA_R4 * FCI_T1R) * (1 + VADA_T1)) * (1 + VADCp_T1)$$

donde :

CV4T1R: cargo variable que se aplica a la totalidad del consumo de energía de los clientes encasillados en la tarifa T1R, cuando el valor mensual de dicho consumo es mayor de 400 Kwh, expresado en U$S/KWh.

aR_pico: coeficiente que expresa la participación del consumo de energía de clientes residenciales en el horario de pico respecto del consumo total de energía de esos clientes en las tres bandas horarias ($0 \leq aR_pico \leq 1$).

peT1p: precio de transferencia de la energía en el horario de pico aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T1, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.6.1., expresado en U$S/KWh.

VADE_T1_p: valor unitario de las pérdidas de energía en horario de pico, correspondiente a la tarifa T1, expresado en U$S/KWh.

aR_resto: coeficiente que expresa la participación del consumo de energía de clientes residenciales en el horario de resto respecto del consumo total de energía de esos clientes en las tres bandas horarias ($0 \leq aR_resto \leq 1$).

peT1r: precio de transferencia de la energía en el horario de resto aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T1, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.6.1., expresado en U$S/KWh.

VADE_T1_r: valor unitario de las pérdidas de energía en horario de resto, correspondiente a la tarifa T1, expresado en U$S/KWh.

aR_valle: coeficiente que expresa la participación del consumo de energía de clientes residenciales en el horario de valle respecto del consumo total de energía de esos clientes en las tres bandas horarias ($0 \leq aR_valle \leq 1$).

peT1v: precio de transferencia de la energía en el horario de valle aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T1, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.6.1., expresado en U$S/KWh.

VADE_T1_v: valor unitario de las pérdidas de energía en horario de valle, correspondiente a la tarifa T1, expresado en U$S/KWh.

ppT1: precio de transferencia de la potencia aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T1, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.6.2., expresado en U$S/KW-mes.

TUMA_R4: tiempo de utilización medio anual de los clientes residenciales encuadrados en la tarifa T1R cuyo consumo es mayor de 400 KWh/mes, expresado en horas/año.

PERPBT_T1: Coeficiente de transferencia del precio de potencia en el nodo de entrada del distribuidor, al nivel de baja tensión asignado a los clientes encuadrados en la tarifa T1.

VADPT1_tot_R: valor agregado de distribución total asignado a los clientes encuadrados en la Tarifa T1 Residencial (T1R) y Residencial Estacional (T1RE), expresado en U$S/KW-año.

FCI_T1R: factor de coincidencia interno, definido como la relación entre la demanda máxima simultánea de los clientes encasillados en la tarifa T1R y la suma de las demandas máximas de estos clientes ($0 < FCI_T1R < 1$).

VADA_T1: coeficiente mediante el cual se asigna el costo general de administración a la tarifa T1.

VADCp_T1: coeficiente mediante el cual se asignan los costos de comisiones de cobranzas por terceros y quebrantos por incobrabilidad de facturación a clientes encasillados en la tarifa T1.

II.1.2. T1RE - RESIDENCIAL ESTACIONAL.

II.1.2.1. CARGO FIJO.

$$CFT1RE = (VADCf_T1RE + (g_RE * VADPT1_tot_R / TUMA_RE * FCI_T1RE * * ERE_PA) * (1 + VADA_T1)) / 12 * (1 + VADCp_T1)$$

donde :

CFT1RE: cargo fijo mensual aplicable a los clientes residenciales encuadrados en la tarifa T1RE, expresado en U$S/cliente.

VADCf_T1RE: valor agregado comercial de la distribución reconocido para la tarifa T1RE, excluidos los costos de comisiones de cobranzas por terceros y quebranto por incobrabilidad, expresado en U$S/cliente-año,

g_RE: coeficiente de asignación al cargo fijo del valor agregado de distribución para la tarifa T1RE ($0 \leq g_RE \leq 1$).

VADPT1_tot_R: valor agregado de distribución total asignado a los clientes encuadrados en la Tarifa T1 Residencial (T1R) y Residencial Estacional (T1RE), expresado en U$S/KW-año.

TUMA_RE: tiempo de utilización medio anual de los clientes residenciales estacionales encuadrados en la tarifa T1RE, expresado en horas/año.

FCI_T1RE: factor de coincidencia interno, definido como la relación entre la demanda máxima simultánea de los clientes encasillados en la tarifa T1RE y la suma de las demandas máximas de estos clientes ($0 < FCI_T1RE < 1$).

ERE_PA: energía promedio anual asignada como consumo de los clientes residenciales estacionales encasillados en la tarifa T1RE, expresada en KWh/año.

VADA_T1: coeficiente mediante el cual se asigna el costo general de administración a la tarifa T1.

VADCp_T1: coeficiente mediante el cual se asignan los costos de comisiones de cobranzas por terceros y quebrantos por incobrabilidad de facturación a clientes encasillados en la tarifa T1 .

II.1.2.2. CARGO VARIABLE.

$$CVT1RE = (aR_pico * (peT1p + VADE_T1_p) + aR_resto * (peT1r + VADE_T1_r) + aR_valle * (peT1v + VADE_T1_v) + ppT1/TUMA_R2 * 12 * PERPBT_T1 + ((1-g_RE) * VADPT1_tot_R / TUMA_RE * FCI_T1RE) * (1 + VADA_T1)) * (1 + VADCp_T1)$$

donde :

CVT1RE: cargo variable que se aplicará por la totalidad del consumo de energía de los clientes encasillados en la tarifa T1RE, expresado en U$S/KWh.

aR_pico: coeficiente que expresa la participación del consumo de energía de clientes residenciales en el horario de pico respecto del consumo total de energía de esos clientes en las tres bandas horarias ($0 \leq aR_pico \leq 1$).

peT1p: precio de transferencia de la energía en el horario de pico aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T1, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.6.1., expresado en U$S/KWh.

VADE_T1_p: valor unitario de las pérdidas de energía en horario de pico, correspondiente a la tarifa T1, expresado en U$S/KWh.

aR_resto: coeficiente que expresa la participación del consumo de energía de clientes residenciales en el horario de resto respecto del consumo total de energía de esos clientes en las tres bandas horarias ($0 \leq aR_resto \leq 1$).

peT1r: precio de transferencia de la energía en el horario de resto aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T1, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.6.1., expresado en U$S/KWh.

VADE_T1_r: valor unitario de las pérdidas de energía en horario de resto, correspondiente a la tarifa T1, expresado en U$S/KWh.

aR_valle: coeficiente que expresa la participación del consumo de energía de clientes residenciales en el horario de valle respecto del consumo total de energía de esos clientes en las tres bandas horarias ($0 \leq aR_valle \leq 1$).

peT1v: precio de transferencia de la energía en el horario de valle aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T1, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.6.1., expresado en U$S/KWh.

VADE_T1_v: valor unitario de las pérdidas de energía en horario de valle, correspondiente a la tarifa T1, expresado en U$S/KWh.

ppT1: precio de transferencia de la potencia aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T1, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.6.2., expresado en U$S/KW-mes.

TUMA_R2: tiempo de utilización medio asignado a los clientes residenciales estacionales durante los períodos de alto consumo, igual al de los encuadrados en la tarifa T1R cuyo consumo mensual se encuentra en más de 100 KWh y hasta 200 KWh, expresado en horas/año.

PERPBT_T1: Coeficiente de transferencia del precio de potencia en el nodo de entrada del distribuidor, al nivel de baja tensión asignado a los clientes encuadrados en la tarifa T1.

g_RE: coeficiente de asignación al cargo fijo del valor agregado de distribución para la tarifa T1RE ($0 \leq g_RE \leq 1$).

VADPT1_tot_R: valor agregado de distribución total asignado a los clientes encuadrados en la Tarifa T1 Residencial (T1R) y Residencial Estacional (T1RE), expresado en U$S/KW-año.

TUMA_RE: tiempo de utilización medio anual de los clientes residenciales estacionales encuadrados en la tarifa T1RE, expresado en horas/año.

FCI_T1RE: factor de coincidencia interno, definido como la relación entre la demanda máxima simultánea de los clientes encasillados en la tarifa T1RE y la suma de las demandas máximas de estos clientes ($0 < FCI_T1RE < 1$).

VADA_T1: coeficiente mediante el cual se asigna el costo general de administración a la tarifa T1

VADCp_T1: coeficiente mediante el cual se asignan los costos de comisiones de cobranzas por terceros y quebrantos por incobrabilidad de facturación a clientes encasillados en la tarifa T1.

II.1.3. T1GBC - SERVICIO GENERAL BAJOS CONSUMOS (Consumo ≤ 1.000 KWH/mes).

II.1.3.1. CARGO FIJO.

$$CFT1GBC = (VADCf_G + (g_GBC * VADPT1_tot_G / TUMA_GBC * * FCI_G * EGBC_PA) * (1 + VADA_T1)) / 12 * (1 + VADCpT1)$$

donde:

CFT1GBC: cargo fijo mensual aplicable a los clientes encuadrados en la tarifa T1GBC, expresado en U$S/cliente.

VADCf_G: valor agregado comercial de la distribución reconocido para la tarifa T1G, excluidos los costos de comisiones de cobranzas por terceros y quebrantos por incobrabilidad, expresado en U$S/cliente-año.

g_GBC: coeficiente de asignación al cargo fijo del valor agregado de distribución para la tarifa T1GBC ($0 \leq g_GBC \leq 1$).

VADPT1_tot_G: valor agregado de distribución total asignado a los clientes encuadrados en la Tarifa T1 Servicio General Altos Consumos (T1GAC), Servicio General Bajos Consumos (T1GBC) y Servicio General Estacional (T1GE), expresado en U$S/KW-año.

TUMA_GBC: tiempo de utilización medio anual de los clientes encuadrados en la tarifa T1GBC expresado en horas/año.

FCI_G: factor de coincidencia interno, definido como la relación entre la demanda máxima simultánea de los clientes encasillados en la tarifa T1G y la suma de las demandas máximas de estos clientes ($0 < FCI_G < 1$).

EGBC_PA: energía promedio anual asignada como consumo de los clientes encasillados en la tarifa T1GBC, expresada en KWh/año.

VADA_T1: coeficiente mediante el cual se asigna el costo general de administración a la tarifa T1.

VADCpT1: coeficiente mediante el cual se asignan los costos de comisiones de cobranzas por terceros y quebrantos por incobrabilidad de facturación a clientes encasillados en la tarifa T1.

II.1.3.2. CARGO VARIABLE

$$CVT1GBC = (aG_pico * (peT1p + VADE_T1_p) + aG_resto * (peT1r + + VADE_T1_r) + aG_valle * (peT1v + VADE_T1_v) + + ppT1 / TUMA_GBC * 12*PERPBT_T1 + ((1-g_GBC)*VADPT1_tot_G / / TUMA_GBC * FCI_G) * (1 + VADA_T1)) * (1 + VADCp_T1)$$

donde:

CVT1GBC: cargo variable que se aplicará a la totalidad del consumo de energía de los clientes

encasillados en la tarifa T1GBC, expresado en U$S/KWh.

aG_pico: coeficiente que expresa la participación del consumo de energía de clientes encasillados en la tarifa T1G en el horario de pico respecto del consumo total de energía de esos clientes en las tres bandas horarias ($0 \leq aG_pico \leq 1$).

peT1p: precio de transferencia de la energía en el horario de pico aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T1, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.6.1., expresado en U$S/KWh.

VADE_T1_p: valor unitario de las pérdidas de energía en horario de pico, correspondiente a la tarifa T1, expresado en U$S/KWh.

aG_resto: coeficiente que expresa la participación del consumo de energía de clientes encasillados en la tarifa T1G en el horario de resto respecto del consumo total de energía de esos clientes en las tres bandas horarias ($0 \leq aG_resto \leq 1$).

peT1r: precio de transferencia de la energía en el horario de resto aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T1, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.6.1., expresado en U$S/KWh.

VADE_T1_r: valor unitario de las pérdidas de energía en horario de resto, correspondiente a la tarifa T1, expresado en U$S/KWh.

aG_valle: coeficiente que expresa la participación del consumo de energía de clientes encasillados en la tarifa T1G en el horario de valle respecto del consumo total de energía de esos clientes en las tres bandas horarias ($0 \leq aG_valle \leq 1$).

peT1v: precio de transferencia de la energía en el horario de valle aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T1, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.6.1., expresado en U$S/KWh.

VADE_T1_v: valor unitario de las pérdidas de energía en horario de valle, correspondiente a la tarifa T1, expresado en U$S/KWh.

ppT1: precio de transferencia de la potencia aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T1, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.6.2., expresado en U$S/KW-mes.

TUMA_GBC: tiempo de utilización medio anual de los clientes encuadrados en la tarifa T1GBC, expresado en horas/año.

PERPBT_T1: Coeficiente de transferencia del precio de potencia en el nodo de entrada del distribuidor, al nivel de baja tensión asignado a los clientes encuadrados en la tarifa T1.

g_GBC: coeficiente de asignación al cargo fijo del valor agregado de distribución para la tarifa T1GBC ($0 \leq g_GBC \leq 1$).

VADPT1_tot_G: valor agregado de distribución total asignado a los clientes encuadrados en la Tarifa T1 Servicio General Altos Consumos (T1GAC), Servicio General Bajos Consumos (T1GBC) y Servicio General Estacional (T1GE), expresado en U$S/KW-año.

FCI_G: factor de coincidencia interno, definido como la relación entre la demanda máxima simultánea de los clientes encasillados en la tarifa T1G y la suma de las demandas máximas de estos clientes ($0 < FCI_G < 1$).

VADA_T1: coeficiente mediante el cual se asigna el costo general de administración a la tarifa T1.

VADCp_T1: coeficiente mediante el cual se asignan los costos de comisiones de cobranzas por terceros y quebrantos por incobrabilidad de facturación a clientes encasillados en la tarifa T1.

II.1.4. T1GAC - SERVICIO GENERAL ALTOS CONSUMOS (Consumo > 1.000 KWh/mes).

II.1.4.1. CARGO FIJO.

$$CFT1GAC = CFT1GBC + (CVT1GBC - CVT1GAC) * 1.000$$

donde:

CFT1GAC: cargo fijo mensual aplicable a los clientes encuadrados en la tarifa T1GAC, expresado en U$S/cliente.

CFT1GBC: cargo fijo mensual aplicable a los clientes encuadrados en la tarifa T1GBC, expresado en U$S/cliente.

CVT1GBC: cargo variable que se aplica a la totalidad del consumo de energía de los clientes encasillados en la tarifa T1GBC, expresado en U$S/KWh.

CVT1GAC: cargo variable que se aplica a la totalidad del consumo de energía de los clientes encasillados en la tarifa T1GAC, expresado en U$S/KWh.

II.1.4.2. CARGO VARIABLE.

$$\begin{aligned} CVT1GAC = {} & (aG_pico * (peT1p + VADE_T1_p) + \\ & + aG_resto * (peT1r + VADE_T1_r) + \\ & + aG_valle * (peT1v + VADE_T1_v) + \\ & + ppT1 / TUMA_GAC * 12 * PERPBT_T1 + \\ & + ((1-g_GAC) * VADPT1_tot_G / TUMA_GAC * FCI_G) * \\ & * (1 + VADA_T1)) * (1 + VADCpT1)) \end{aligned}$$

donde:

CVT1GAC: cargo variable que se aplica a la totalidad del consumo de energía de los clientes

encasillados en la tarifa T1GAC, expresado en U$S/KWh.

aG_pico: coeficiente que expresa la participación del consumo de energía de clientes encasillados en la tarifa T1G en el horario de pico respecto del consumo total de energía de esos clientes en las tres bandas horarias ($0 \leq aG_pico \leq 1$).

peT1p: precio de transferencia de la energía en el horario de pico aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T1, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.6.1., expresado en U$S/KWh.

VADE_T1_p: valor unitario de las pérdidas de energía en horario de pico, correspondiente a la tarifa T1, expresado en U$S/KWh.

aG_resto: coeficiente que expresa la participación del consumo de energía de clientes encasillados en la tarifa T1G en el horario de resto respecto del consumo total de energía de esos clientes en las tres bandas horarias ($0 \leq aG_resto \leq 1$).

peT1r: precio de transferencia de la energía en el horario de resto aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T1, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.6.1., expresado en U$S/KWh.

VADE_T1_r: valor unitario de las pérdidas de energía en horario de resto, correspondiente a la tarifa T1G, expresado en U$S/KWh.

aG_valle: coeficiente que expresa la participación del consumo de energía de clientes encasillados en la tarifa T1G en el horario de valle respecto del consumo total de energía de esos clientes en las tres bandas horarias ($0 \leq aG_valle \leq 1$).

peT1v: precio de transferencia de la energía en el horario de valle aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T1, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.6.1., expresado en U$S/KWh.

VADE_T1_v: valor unitario de las pérdidas de energía en horario de valle, correspondiente a la tarifa T1, expresado en U$S/KWh.

ppT1: precio de transferencia de la potencia aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T1, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.6.2., expresado en U$S/KW-mes.

TUMA_GAC: tiempo de utilización medio anual de los clientes encuadrados en la tarifa T1GAC, expresado en horas/año.

PERPBT_T1: Coeficiente de transferencia del precio de potencia en el nodo de entrada del distribuidor, al nivel de baja tensión asignado a los clientes encuadrados en la tarifa T1.

g_GAC: coeficiente de asignación al cargo fijo del valor agregado de distribución para la tarifa T1GAC ($0 \leq g_GAC \leq 1$).

VADPT1_tot_G: valor agregado de distribución total asignado a los clientes encuadrados en la Tarifa T1 Servicio General Altos Consumos (T1GAC), Servicio General Bajos Consumos (T1GBC) y Servicio General Estacional (T1GE), expresado en U$S/KW-año.

FCI_G: factor de coincidencia interno, definido como la relación entre la demanda máxima simultánea de los clientes encasillados en la tarifa T1G y la suma de las demandas máximas de estos clientes ($0 < FCI_G < 1$).

VADA_T1: coeficiente mediante el cual se asigna el costo general de administración a la tarifa T1.

VADCpT1: coeficiente mediante el cual se asignan los costos de comisiones de cobranzas por terceros y quebrantos por incobrabilidad de facturación a clientes encasillados en la tarifa T1.

II.1.5. T1GE - SERVICIO GENERAL ESTACIONAL.

II.1.5.1. CARGO FIJO.

CFT1GE = ((VADCf_G + ((g_GE) * VADPT1_tot_G / TUMA_GE *FCI_G * * EGE_PA) * (1 + VADA_T1)) / 12) * (1 + VADCpT1)

donde:

CFT1GE: cargo fijo mensual aplicable a los clientes encuadrados en la tarifa T1GE, expresado en U$S/cliente.

VADCf_G: valor agregado comercial de la distribución reconocido para la tarifa T1G, expresado en U$S/cliente-año.

g_GE: coeficiente de asignación del valor agregado de distribución para la tarifa T1GE ($0 \leq g_GE \leq 1$).

VADPT1_tot_G: valor agregado de distribución total asignado a los clientes encuadrados en la Tarifa T1 Servicio General Altos Consumos (T1GAC), Servicio General Bajos Consumos (T1GBC) y Servicio General Estacional (T1GE), expresado en U$S/KW-año.

TUMA_GE: tiempo de utilización medio anual de los clientes encuadrados en la tarifa T1GE, expresado en horas/año.

F7CI_G: factor de coincidencia interno, definido como la relación entre la demanda máxima simultánea de los clientes encasillados en la tarifa T1G y la suma de las demandas máximas de estos clientes ($0 < FCI_G < 1$).

EGE_PA: energía promedio anual de los clientes estacionales encasillados en la tarifa T1GE, expresado en KWh/año.

VADA_T1: coeficiente mediante el cual se asigna el costo general de administración a la tarifa

T1.

VADCpT1: coeficiente mediante el cual se asignan los costos de comisiones de cobranzas por terceros y quebrantos por incobrabilidad de facturación a clientes encasillados en la tarifa T1.

II.1.5.2. CARGO VARIABLE.

$$\begin{aligned} CVT1GE = {} & (aG_pico * (peT1p + VADE_T1_p) + \\ & + aG_resto * (peT1r + VADE_T1_r) + \\ & + aG_valle * (peT1v + VADE_T1_v) + \\ & + ppT1 / TUMA_GBC * 12 * PERPBT_T1 + \\ & + ((1-g_GE) * (VADPT1_tot_G / TUMA_GE) * FCI_G) * \\ & * (1 + VADA_T1)) * (1 + VADCpT1) \end{aligned}$$

donde:

CVT1GE: cargo variable que se aplica a la totalidad del consumo de energía de los clientes encasillados en la tarifa T1GE, expresado en U$S/KWh.

aG_pico: coeficiente que expresa la participación del consumo de energía de clientes encasillados en la tarifa T1G en el horario de pico respecto del consumo total de energía de esos clientes en las tres bandas horarias ($0 \leq aG_pico \leq 1$).

peT1p: precio de transferencia de la energía en el horario de pico aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T1, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.6.1., expresado en U$S/KWh.

VADE_T1_p: valor unitario de las pérdidas de energía en horario de pico, correspondiente a la tarifa T1, expresado en U$S/KWh.

aG_resto: coeficiente que expresa la participación del consumo de energía de clientes encasillados en la tarifa T1G en el horario de resto respecto del consumo total de energía de esos clientes en las tres bandas horarias ($0 \leq aG_resto \leq 1$).

peT1r: precio de transferencia de la energía en el horario de resto aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T1, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.6.1., expresado en U$S/KWh.

VADE_T1_r: valor unitario de las pérdidas de energía en horario de resto, correspondiente a la tarifa T1, expresado en U$S/KWh.

aG_valle: coeficiente que expresa la participación del consumo de energía de clientes encasillados en la tarifa T1G en el horario de valle respecto del consumo total de energía de esos clientes en las tres bandas horarias ($0 \leq aG_valle \leq 1$).

peT1v: precio de transferencia de la energía en el horario de valle aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T1, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.6.1., expresado en

U$S/KWh.

VADE_T1_v: valor unitario de las pérdidas de energía en horario de valle, correspondiente a la tarifa T1, expresado en U$S/KWh.

ppT1: precio de transferencia de la potencia aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T1, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.6.2., expresado en U$S/KW-mes.

TUMA_GBC: tiempo de utilización medio asignado a los clientes generales bajos consumos durante los períodos de alto consumo, igual al de los clientes encuadrados en la tarifa T1GBC, expresado en horas/año.

TUMA_GE: tiempo de utilización medio anual de los clientes encuadrados en la tarifa T1GE, expresado en horas/año.

PERPBT_T1: Coeficiente de transferencia del precio de potencia en el nodo de entrada del distribuidor, al nivel de baja tensión asignado a los clientes encuadrados en la tarifa T1.

g_GE: coeficiente de asignación al cargo fijo del valor agregado de distribución para la tarifa T1GE ($0 \leq g_GE \leq 1$).

VADPT1_tot_G: valor agregado de distribución total asignado a los clientes encuadrados en la Tarifa T1 Servicio General Altos Consumos (T1GAC), Servicio General Bajos Consumos (T1GBC) y Servicio General Estacional (T1GE), expresado en U$S/KW-año.

FCI_G: factor de coincidencia interno, definido como la relación entre la demanda máxima simultánea de los clientes encasillados en la tarifa T1 y la suma de las demandas máximas de estos clientes ($0 < FCI_G < 1$).

VADA_T1: coeficiente mediante el cual se asigna el costo general de administración a la tarifa T1.

VADCpT1: coeficiente mediante el cual se asignan los costos de comisiones de cobranzas por terceros y quebrantos por incobrabilidad de facturación a clientes encasillados en la tarifa T1.

II.1.6. T1AP - ALUMBRADO PUBLICO.

II.1.6.1. CARGO FIJO

$$CFT1AP = VADCf_AP / 6$$

CFT1AP: cargo fijo por emisión de cada factura de consumo de energía eléctrica a los clientes encuadrados en la tarifa T1AP, expresado en U$S/factura.

VADCf_AP: valor agregado comercial de la distribución reconocido para la tarifa T1AP, expresado en U$S/año

II.1.6.2. CARGO VARIABLE.

$$CVT1AP = aAP_pico * (peT1p + VADE_T1_p) + + aAP_valle * (peT1v + VADE_T1_v) + + ppT1/ TUMA_AP * 12 * PERPBT_T1 + + (VADPT1_tot_AP / TUMA_AP * FCI_T1AP) * (1+ VADA_T1)$$

donde:

CVT1AP: cargo variable que se aplica por la totalidad del consumo de energía de los clientes encasillados en la tarifa T1AP, expresado en U$S/KWh.

aAP_pico: coeficiente que expresa la participación del consumo de energía de clientes encasillados en la tarifa T1AP en el horario de pico respecto del consumo total de energía de esos clientes en las tres bandas horarias ($0 \leq aAP_pico \leq 1$).

peT1p: precio de transferencia de la energía en el horario de pico aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T1, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.6.1., expresado en U$S/KWh.

VADE_T1_p: valor unitario de las pérdidas de energía en horario de pico, correspondiente a la tarifa T1, expresado en (U$S/KWh).

aAP_valle: coeficiente que expresa la participación del consumo de energía de clientes encasillados en la tarifa T1AP en el horario de valle respecto del consumo total de energía de esos clientes en las tres bandas horarias ($0 \leq aAP_valle \leq 1$).

peT1v: precio de transferencia de la energía en el horario de valle aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T1, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.6.1., expresado en U$S/KWh.

VADE_T1_v: valor unitario de las pérdidas de energía en horario de valle, correspondiente a la tarifa T1, expresado en U$S/KWh.

ppT1: precio de transferencia de la potencia aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T1, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.6.2., expresado en U$S/KW-mes.

TUMA_AP: tiempo de utilización medio anual de los clientes encuadrados en la tarifa T1AP, expresado en horas/año.

PERPBT_T1: Coeficiente de transferencia del precio de potencia en el nodo de entrada del distribuidor, al nivel de baja tensión asignado a los clientes encuadrados en la tarifa T1.

VADPT1_tot_AP: valor agregado de distribución total asignado a los clientes encuadrados en la Tarifa T1 Alumbrado Público (T1AP), expresado en U$S/KW-año.

FCI_T1AP: factor de coincidencia interno, definido como la relación entre la demanda máxima simultánea de los clientes encasillados en la tarifa T1AP y la suma de las demandas máximas de estos clientes ($0 < FCI_T1AP < 1$).

VADA_T1: coeficiente mediante el cual se asigna el costo general de administración a la tarifa T1.

II.2. TARIFA "T2":MEDIANAS DEMANDAS (10 KW ≤ Potencia < 50 KW).

II.2.1. T2BT - SUMINISTROS EN BAJA TENSION.

II.2.1.1. CARGO FIJO.

$$CFT2BT = VADCT2BT$$

donde:

CFT2BT: cargo fijo mensual que abonan los clientes encuadrados en la tarifa T2BT, expresado en U$S/cliente.

VADCT2BT: valor agregado comercial reconocido para la tarifa T2 en baja tensión, expresado en U$S/cliente.

II.2.1.2. CARGO POR POTENCIA EN PICO.

$$CPPT2BT = (ppT2 * PERPBT + VADPT2BT_tot / 12 * FCI_T2 * * (1 + VADA_T2)) * b_T2BT$$

donde:

CPPT2BT: cargo por potencia en el período horario de pico a abonar por los clientes encuadrados en la tarifa T2BT, expresado en U$S/KW-mes.

ppT2: precio de transferencia de la potencia aplicable a clientes encasillados en la tarifa T2, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.6.2., expresado en U$S/KW-mes.

PERPBT: coeficiente de transferencia del precio de potencia en el nodo de entrada del distribuidor, al nivel de baja tensión.

VADPT2BT_tot: valor agregado de distribución total asignado a los clientes encuadrados en la tarifa T2 en baja tensión, expresado en U$S/KW-año.

FCI_T2: factor de coincidencia interno, definido como la relación entre la demanda máxima simultánea de los clientes encasillados en la tarifa T2 y la suma de las demandas máximas de estos clientes ($0 < FCI_T2 < 1$).

VADA_T2: coeficiente mediante el cual se asigna el costo general de administración a la tarifa T2.

b_T2BT: coeficiente de asignación del cargo por potencia total al cargo por potencia de pico para la tarifa T2 ($0 \leq b_T2BT \leq 1$).

II.2.1.3. CARGO POR POTENCIA FUERA DE PICO.

$$CPFPT2BT = (ppT2 * PERPBT + (VADPT2BT_tot / 12) * FCI_T2 * * (1 + VADA_T2)) * (1 - b_T2BT)$$

donde:

CPFPT2BT: cargo por potencia en el período horario de fuera de pico a abonar por los clientes encuadrados en la tarifa T2BT, expresado en U$S/KW-mes.

ppT2: precio de transferencia de la potencia aplicable a clientes encasillados en la tarifa T2, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.6.2., expresado en U$S/KW-mes.

PERPBT: coeficiente de transferencia del precio de potencia en el nodo de entrada del distribuidor, al nivel de baja tensión.

VADPT2BT_tot: valor agregado de distribución total asignado a los clientes encuadrados en la tarifa T2 en baja tensión, expresado en U$S/KW-año.

FCI_T2: factor de coincidencia interno, definido como la relación entre la demanda máxima simultánea de los clientes encasillados en la tarifa T2 y la suma de las demandas máximas de estos clientes ($0 < FCI_T2 < 1$).

VADA_T2: coeficiente mediante el cual se asigna el costo general de administración a la tarifa T2.

b_T2BT: coeficiente de asignación del cargo por potencia total a los cargos por potencia de pico y fuera de pico para la tarifa T2 ($0 \leq b_T2BT \leq 1$).

II.2.1.4. CARGO VARIABLE EN PICO.

$$CVPT2BT = (peT2p + VADE_T2BT_p)$$

donde:

CVPT2BT: cargo por energía consumida en el período horario de pico a abonar por los clientes encuadrados en la tarifa T2BT, expresado en U$S/KWh.

peT2p: precio de transferencia de la energía en el horario de pico aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T2, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.6.1., expresado en

U$S/KWh.

VADE_T2BT_p: valor unitario de las pérdidas de energía en horario de pico, correspondiente a la tarifa T2BT, expresado en U$S/KWh.

II.2.1.5. CARGO VARIABLE FUERA DE PICO.

$$CVFPT2BT = aT2_resto * (1 + aT2_pico * (aT2_resto + aT2_valle)) * (peT2r + VADE_T2BT_r) + aT2_valle * (1 + aT2_pico / (aT2_resto + aT2_valle)) * (peT2v + VADE_T2BT_v)$$

donde:

CVFPT2BT: cargo por energía consumida en el período horario de fuera de pico a abonar por los clientes encuadrados en la tarifa T2BT, expresado en U$S/KWh.

aT2_pico: coeficiente que expresa la participación del consumo de energía de clientes encasillados en tarifa T2 en el horario de pico, respecto del consumo total de energía de esos clientes en las tres bandas horarias ($0 \leq aT2_pico \leq 1$).

aT2_resto: coeficiente que expresa la participación del consumo de energía de clientes encasillados en tarifa T2 en el horario de resto, respecto del consumo total de energía de esos clientes en las tres bandas horarias ($0 \leq aT2_resto \leq 1$).

aT2_valle: coeficiente que expresa la participación del consumo de energía de clientes encasillados en tarifa T2 en el horario de valle, respecto del consumo total de energía de esos clientes en las tres bandas horarias ($0 \leq aT2_valle \leq 1$).

peT2r: precio de transferencia de la energía en el horario de resto aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T2, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.6.1., expresado en U$S/KWh.

VADE_T2BT_r: valor unitario de las pérdidas de energía en horario de resto, correspondiente a la tarifa T2BT, expresado en U$S/KWh.

peT2v: precio de transferencia de la energía en el horario de valle aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T2, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.6.1., expresado en U$S/KWh.

VADE_T2BT_v: valor unitario de las pérdidas de energía en horario de valle, correspondiente a la tarifa T2BT, expresado en U$S/KWh.

II.2.2. T2MT - SUMINISTROS EN MEDIA TENSION.

II.2.2.1. CARGO FIJO.

$$CFT2MT = VADCT2MT$$

donde:

CFT2MT: cargo fijo mensual que abonan los clientes encuadrados en la tarifa T2MT, expresado en U$S/cliente.

VADCT2MT: valor agregado comercial reconocido para la tarifa T2 en media tensión, expresado en U$S/cliente.

II.2.2.2. CARGO POR POTENCIA EN PICO.

CPPT2MT = (ppT2 * PERPMT+ VADPT2MT_tot / 12 * FCI_T2 * * (1 + VADA_T2)) * b_T2MT

donde:

CPPT2MT: cargo por potencia en el período horario de pico a abonar por los clientes encuadrados en la tarifa T2MT, expresado en U$S/KW-mes.

ppT2: precio de transferencia de la potencia aplicable a clientes encasillados en la tarifa T2, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.6.2., expresado en U$S/KW-mes.

PERPMT: coeficiente de transferencia del precio de potencia en el nodo de entrada del distribuidor, al nivel de media tensión.

VADPT2MT_tot: valor agregado de distribución total asignado a los clientes encuadrados en la tarifa T2 en media tensión, expresado en U$S/KW-año.

FCI_T2: factor de coincidencia interno, definido como la relación entre la demanda máxima simultánea de los clientes encasillados en la tarifa T2 y la suma de las demandas máximas de estos clientes ($0 < FCI_T2 < 1$).

VADA_T2: coeficiente mediante el cual se asigna el costo general de administración a la tarifa T2.

b_T2MT: coeficiente de asignación del cargo por potencia total a los cargos por potencia de pico y fuera de pico para la tarifa T2 ($0 \leq b_T2MT \leq 1$).

II.2.2.3. CARGO POR POTENCIA FUERA DE PICO.

CPFPT2MT = (ppT2 * PERPMT + VADPT2MT_tot / 12 * FCI_T2 * * (1 + VADA_T2)) * (1 - b_T2MT)

donde:

CPFPT2MT: cargo por potencia en el período horario de fuera de pico a abonar por los clientes encuadrados en la tarifa T2MT, expresado en U$S/KW-mes.

ppT2: precio de transferencia de la potencia aplicable a clientes encasillados en la tarifa T2, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.6.2., expresado en U$S/KW-mes.

PERPMT: coeficiente de transferencia del precio de potencia en el nodo de entrada del distribuidor, al nivel de media tensión.

VADPT2MT_tot: valor agregado de distribución total asignado a los clientes encuadrados en la tarifa T2 en media tensión, expresado en U$S/KW-año.

FCI_T2: factor de coincidencia interno, definido como la relación entre la demanda máxima simultánea de los clientes encasillados en la tarifa T2 y la suma de las demandas máximas de estos clientes ($0 < FCI_T2 < 1$).

VADA_T2: coeficiente mediante el cual se asigna el costo general de administración a la tarifa T2.

b_T2MT: coeficiente de asignación del cargo por potencia total a los cargos por potencia de pico y fuera de pico para la tarifa T2 ($0 \leq b_T2MT \leq 1$).

II.2.2.4. CARGO VARIABLE EN PICO.

$$CVPT2MT = (peT2p + VADE_T2MT_p)$$

donde:

CVPT2MT: cargo por energía consumida en el período horario de pico a abonar por los clientes encuadrados en la tarifa T2MT, expresado en U$S/KWh.

peT2p: precio de transferencia de la energía en el horario de pico aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T2, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.6.1., expresado en U$S/KWh.

VADE_T2MT_p: valor unitario de las pérdidas de energía en horario de pico, correspondiente a la tarifa T2MT, expresado en U$S/KWh.

II.2.2.5. CARGO VARIABLE FUERA DE PICO.

$$CVFPT2MT = aT2_resto * (1 + aT2_pico * (aT2_resto + aT2_valle)) * (peT2r + VADE_T2MT_r) + aT2_valle * (1 + aT2_pico / (aT2_resto + aT2_valle)) * (peT2v + VADE_T2MT_v)$$

donde:

CVFPT2MT: cargo por energía consumida en el período horario de fuera de pico a abonar por los clientes encuadrados en la tarifa T2MT, expresado en U$S/KWh.

aT2_pico: coeficiente que expresa la participación del consumo de energía de clientes encasillados en tarifa T2 en el horario de pico, respecto del consumo total de energía de esos clientes en las tres bandas horarias ($0 \leq aT2_pico \leq 1$).

aT2_resto: coeficiente que expresa la participación del consumo de energía de clientes encasillados en tarifa T2 en el horario de resto, respecto del consumo total de energía de esos clientes en las tres bandas horarias ($0 \leq aT2_resto \leq 1$).

aT2_valle: coeficiente que expresa la participación del consumo de energía de clientes encasillados en tarifa T2 en el horario de valle, respecto del consumo total de energía de esos clientes en las tres bandas horarias ($0 \leq aT2_valle \leq 1$).

peT2r: precio de transferencia de la energía en el horario de resto aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T2, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.6.1., expresado en U$S/KWh.

VADE_T2MT_r: valor unitario de las pérdidas de energía en horario de resto, correspondiente a la tarifa T2MT, expresado en U$S/KWh.

peT2v: precio de transferencia de la energía en el horario de valle aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T2, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.6.1., expresado en U$S/KWh.

VADE_T2MT_v: valor unitario de las pérdidas de energía en horario de valle, correspondiente a la tarifa T2MT, expresado en U$S/KWh.

II.3. TARIFA "T3":GRANDES DEMANDAS (Potencia ≥ 50 KW).

II.3.1. T3BT - SUMINISTROS EN BAJA TENSION.

II.3.1.1. CARGO FIJO.

$$CFT3BT = VADCT3BT$$

donde:

CFT3BT: cargo fijo mensual que abonan los clientes encuadrados en la tarifa T3BT, expresado en U$S/cliente.

VADCT3BT: valor agregado comercial reconocido para la tarifa T3 en baja tensión, expresado en U$S/cliente.

II.3.1.2. CARGO POR POTENCIA EN PICO.

$$CPPT3BT = (ppT3 * PERPBT + VADPT3BT_tot / 12 * FCI_T3 * * (1 + VADA_T3)) * b_T3BT$$

donde:

CPPT3BT: cargo por potencia en el período horario de pico a abonar por los clientes encuadrados en la tarifa T3BT, expresado en U$S/KW-mes.

ppT3: precio de transferencia de la potencia aplicable a clientes encasillados en la tarifa T3, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.7.2., expresado en U$S/KW-mes.

PERPBT: coeficiente de transferencia del precio de potencia en el nodo de entrada del distribuidor, al nivel de baja tensión.

VADPT3BT_tot: valor agregado de distribución total asignado a los clientes encuadrados en la tarifa T3BT, expresado en U$S/KW-año.

FCI_T3: factor de coincidencia interno, definido como la relación entre la demanda máxima simultánea de los clientes encasillados en la tarifa T3 y la suma de las demandas máximas de estos clientes ($0 < FCI_T3 < 1$).

VADA_T3: coeficiente mediante el cual se asigna el costo general de administración a la tarifa T3.

b_T3BT: coeficiente de asignación del cargo por potencia total a los cargos por potencia de pico para la tarifa T3BT ($0 \leq b_T3BT \leq 1$).

II.3.1.3. CARGO POR POTENCIA FUERA DE PICO.

$$CPFPT3BT = (ppT3 * PERPBT + VADPT3BT_tot / 12 * FCI_T3 * * (1 + VADA_T3)) * (1 - b_T3BT)$$

donde:

CPFPT3BT: cargo por potencia en el período horario de fuera de pico a abonar por los clientes encuadrados en la tarifa T3BT, expresado en (U$S/KW-mes).

ppT3: precio de transferencia de la potencia aplicable a clientes encasillados en la tarifa T3, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.7.2., expresado en U$S/KW-mes.

PERPBT: coeficiente de transferencia del precio de potencia en el nodo de entrada del distribuidor, al nivel de baja tensión.

VADPT3BT_tot: valor agregado de distribución total asignado a los clientes encuadrados en la tarifa T3BT, expresado en U$S/KW-año.

FCI_T3: factor de coincidencia interno, definido como la relación entre la demanda máxima simultánea de los clientes encasillados en la tarifa T3 y la suma de las demandas máximas de estos clientes ($0 < FCI_T3 < 1$).

VADA_T3: coeficiente mediante el cual se asigna el costo general de administración a la tarifa T3.

b_T3BT: coeficiente de asignación del cargo por potencia total a los cargos por potencia de pico para la tarifa T3BT ($0 \leq b_T3BT \leq 1$).

II.3.1.4. CARGO VARIABLE EN PICO.

$$CVPT3BT = peT3p + VADE_T3BT_p$$

donde:

CVPT3BT: cargo por energía consumida en el período horario de pico a abonar por los clientes encuadrados en la tarifa T3BT, expresado en U$S/KWh.

peT3p: precio de transferencia de la energía en el horario de pico aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T3, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.7.1., expresado en U$S/KWh.

VADE_T3BT_p: valor unitario de las pérdidas de energía en horario de pico, correspondiente a la tarifa T3BT, expresado en U$S/KWh.

II.3.1.5. CARGO VARIABLE EN RESTO.

$$CVRT3BT = peT3r + VADE_T3BT_r$$

donde:

CVRT3BT: cargo por energía consumida en el período horario de resto a abonar por los clientes encuadrados en la tarifa T3BT, expresado en U$S/KWh.

peT3r: precio de transferencia de la energía en el horario de resto aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T3, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.7.1., expresado en U$S/KWh.

VADE_T3BT_r: valor unitario de las pérdidas de energía en horario de resto, correspondiente a la tarifa T3BT, expresado en U$S/KWh.

II.3.1.6. CARGO VARIABLE EN VALLE.

$$CVVT3BT = peT3v + VADE_T3BT_v$$

donde:

CVVT3BT: cargo por energía consumida en el período horario de valle a abonar por los clientes encuadrados en la tarifa T3BT, expresado en U$S/KWh.

peT3v: precio de transferencia de la energía en el horario de valle aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T3, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.7.1., expresado en

U$S/KWh.

VADE_T3BT_v: valor unitario de las pérdidas de energía en horario de valle, correspondiente a la tarifa T3BT, expresado en U$S/KWh.

II.3.2. T3MT - SUMINISTROS EN MEDIA TENSION.

II.3.2.1. CARGO FIJO.

$$\mathbf{CFT3MT = VADCT3MT}$$

donde:

CFT3MT: cargo fijo mensual que abonan los clientes encuadrados en la tarifa T3MT, expresado en U$S/cliente.

VADCT3MT: valor agregado comercial reconocido para la tarifa T3 en media tensión, expresado en U$S/cliente.

II.3.2.2. CARGO POR POTENCIA EN PICO.

$$\mathbf{CPPT3MT = (ppT3 * PERPMT + VADPT3MT_tot / 12 * FCI_T3 * * (1 + VADA_T3)) * b_T3MT)}$$

donde:

CPPT3MT: cargo por potencia en el período horario de pico a abonar por los clientes encuadrados en la tarifa T3MT, expresado en U$S/KW-mes.

ppT3: precio de transferencia de la potencia aplicable a clientes encasillados en la tarifa T3, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.7.2., expresado en U$S/KW-mes.

PERPMT: coeficiente de transferencia del precio de potencia en el nodo de entrada del distribuidor, al nivel de media tensión.

VADPT3MT_tot: valor agregado de distribución total asignado a los clientes encuadrados en la tarifa T3MT, expresado en U$S/KW-año.

FCI_T3: factor de coincidencia interno, definido como la relación entre la demanda máxima simultánea de los clientes encasillados en la tarifa T3 y la suma de las demandas máximas de estos clientes ($0 < FCI_T3 < 1$).

VADA_T3: coeficiente mediante el cual se asigna el costo general de administración a la tarifa T3.

b_T3MT: coeficiente de asignación del cargo por potencia total a los cargos por potencia de

pico para la tarifa T3MT ($0 \leq b_T3MT \leq 1$).

II.3.2.3. CARGO POR POTENCIA FUERA DE PICO.

$$CPFPT3MT = (ppT3 * PERPMT + VADPT3MT_tot / 12 * FCI_T3 * * (1 + VADA_T3)) * (1 - b_T3MT)$$

donde:

CPFPT3MT: cargo por potencia en el período horario de fuera de pico a abonar por los clientes encuadrados en la tarifa T3MT, expresado en U$S/KW-mes.

ppT3: precio de transferencia de la potencia aplicable a clientes encasillados en la tarifa T3, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.7.2., expresado en U$S/KW-mes.

PERPMT: coeficiente de transferencia del precio de potencia en el nodo de entrada del distribuidor, al nivel de media tensión.

VADPT3MT_tot: valor agregado de distribución total asignado a los clientes encuadrados en la tarifa T3MT, expresado en U$S/KW-año.

FCI_T3: factor de coincidencia interno, definido como la relación entre la demanda máxima simultánea de los clientes encasillados en la tarifa T3 y la suma de las demandas máximas de estos clientes ($0 < FCI_T3 < 1$).

VADA_T3: coeficiente mediante el cual se asigna el costo general de administración a la tarifa T3.

b_T3MT: coeficiente de asignación del cargo por potencia total a los cargos por potencia de pico para la tarifa T3MT ($0 \leq b_T3MT \leq 1$).

II.3.2.4. CARGO VARIABLE EN PICO.

$$CVPT3MT = peT3p + VADE_T3MT_p$$

donde:

CVPT3MT: cargo por energía consumida en el período horario de pico a abonar por los clientes encuadrados en la tarifa T3MT, expresado en U$S/KWh.

peT3p: precio de transferencia de la energía en el horario de pico aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T3, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.7.1., expresado en U$S/KWh.

VADE_T3MT_p: valor unitario de las pérdidas de energía en horario de pico, correspondiente a la tarifa T3MT, expresado en U$S/KWh.

II.3.2.5. CARGO VARIABLE EN RESTO.

$$CVRT3MT = peT3r + VADE_T3MT_r$$

donde:

CVRT3MT: cargo por energía consumida en el período horario de resto a abonar por los clientes encuadrados en la tarifa T3MT, expresado en U$S/KWh.

peT3r: precio de transferencia de la energía en el horario de resto aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T3, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.7.1., expresado en U$S/KWh.

VADE_T3MT_r: valor unitario de las pérdidas de energía en horario de resto, correspondiente a la tarifa T3MT, expresado en U$S/KWh.

II.3.2.6. CARGO VARIABLE EN VALLE.

$$CVVT3MT = peT3v + VADE_T3MT_v$$

donde:

CVVT3MT: cargo por energía consumida en el período horario de valle a abonar por los clientes encuadrados en la tarifa T3MT, expresado en U$S/KWh.

peT3v: precio de transferencia de la energía en el horario de valle aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T3, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.7.1., expresado en U$S/KWh.

VADE_T3MT_v: valor unitario de las pérdidas de energía en horario de valle, correspondiente a la tarifa T3MT, expresado en U$S/KWh.

II.3.3. T3AT - SUMINISTROS EN ALTA TENSION.

II.3.3.1. CARGO FIJO.

$$CFT3AT = VADCT3AT$$

donde:

CFT3AT: cargo fijo mensual que abonan los clientes encuadrados en la tarifa T3AT, expresado en U$S/cliente.

VADCT3AT: valor agregado comercial reconocido para la tarifa T3 en alta tensión, expresado en U$S/cliente.

II.3.3.2. CARGO POR POTENCIA EN PICO.

CPPT3AT = (ppT3 * PERPAT + VADPT3AT_tot / 12 * FCI_T3 * * (1 + VADA_T3)) * b_T3AT

donde:

CPPT3AT: cargo por potencia en el período horario de pico a abonar por los clientes encuadrados en la tarifa T3AT, expresado en U$S/KW-mes.

ppT3: precio de transferencia de la potencia aplicable a clientes encasillados en la tarifa T3, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.7.2., expresado en U$S/KW-mes.

PERPAT: coeficiente de transferencia del precio de potencia en el nodo de entrada del distribuidor, al nivel de alta tensión.

VADPT3AT_tot: valor agregado de distribución total asignado a los clientes encuadrados en la tarifa T3AT, expresado en U$S/KW-año.

FCI_T3: factor de coincidencia interno, definido como la relación entre la demanda máxima simultánea de los clientes encasillados en la tarifa T3 y la suma de las demandas máximas de estos clientes ($0 < FCI_T3 < 1$).

VADA_T3: coeficiente mediante el cual se asigna el costo general de administración a la tarifa T3.

b_T3AT: coeficiente de asignación del cargo por potencia total a los cargos por potencia de pico para la tarifa T3AT ($0 \leq b_T3AT \leq 1$).

II.3.3.3. CARGO POR POTENCIA FUERA DE PICO.

CPFPT3AT = (ppT3 * PERPAT+ VADPT3AT_tot / 12 * FCI_T3 * * (1 + VADA_T3)) * (1 - b_T3AT)

donde:

CPFPT3AT: cargo por potencia en el período horario de fuera de pico a abonar por los clientes encuadrados en la tarifa T3AT, expresado en U$S/KW-mes.

ppT3: precio de transferencia de la potencia aplicable a clientes encasillados en la tarifa T3, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.7.2., expresado en U$S/KW-mes.

PERPAT: coeficiente de transferencia del precio de potencia en el nodo de entrada del distribuidor, al nivel de alta tensión.

VADPT3AT_tot: valor agregado de distribución total asignado a los clientes encuadrados en la tarifa T3AT, expresado en U$S/KW-año.

FCI_T3: factor de coincidencia interno, definido como la relación entre la demanda máxima simultánea de los clientes encasillados en la tarifa T3 y la suma de las demandas máximas de estos clientes ($0 < FCI_T3 < 1$).

VADA_T3: coeficiente mediante el cual se asigna el costo general de administración a la tarifa T3.

b_T3AT: coeficiente de asignación del cargo por potencia total a los cargos por potencia de pico para la tarifa T3AT ($0 \leq b_T3AT \leq 1$).

II.3.3.4. CARGO VARIABLE EN PICO.

$$CVPT3AT = peT3p + VADE_T3AT_p$$

donde:

CVPT3AT: cargo por energía consumida en el período horario de pico a abonar por los clientes encuadrados en la tarifa T3AT, expresado en U$S/KWh.

peT3p: precio de transferencia de la energía en el horario de pico aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T3, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.7.1., expresado en U$S/KWh.

VADE_T3AT_p: valor unitario de las pérdidas de energía en horario de pico, correspondiente a la tarifa T3AT, expresado en U$S/KWh.

II.3.3.5. CARGO VARIABLE EN RESTO.

$$CVRT3AT = peT3r + VADE_T3AT_r$$

donde:

CVRT3AT: cargo por energía consumida en el período horario de resto a abonar por los clientes encuadrados en la tarifa T3AT, expresado en U$S/KWh.

peT3r: precio de transferencia de la energía en el horario de resto aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T3, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.7.1., expresado en U$S/KWh.

VADE_T3AT_r: valor unitario de las pérdidas de energía en horario de resto, correspondiente a la tarifa T3AT, expresado en U$S/KWh.

II.3.3.6. CARGO VARIABLE EN VALLE.

$$CVVT3AT = peT3v + VADE_T3AT_v$$

donde:

CVVT3AT: cargo por energía consumida en el período horario de valle a abonar por los clientes encuadrados en la tarifa T3AT, expresado en U$S/KWh.

peT3v: precio de transferencia de la energía en el horario de valle aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T3, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.7.1., expresado en U$S/KWh.

VADE_T3AT_v: valor unitario de las pérdidas de energía en horario de valle, correspondiente a la tarifa T3AT, expresado en U$S/KWh.

II.4. TARIFA "T4":PEQUEÑAS DEMANDAS RURALES (Potencia < 10 KW).

II.4.1. CARGO FIJO.

$$CFT4 = ((VADCf_T4 + (g_T4 * VADPT4_tot / TUMA_T4 * FCI_T4 * * ET4_PA) * (1 + VADA_T4)) / 12) * (1 + VADCpT4)$$

donde:

CFT4: cargo fijo mensual aplicable a los clientes encuadrados en la tarifa T4, expresado en U$S/cliente.

VADCf_T4: valor agregado comercial de la distribución reconocido para la tarifa T4, excluidos los costos de comisiones de cobranzas por terceros y quebranto por incobrabilidad, expresado en U$S/cliente-año.

g_T4: coeficiente de asignación al cargo fijo del valor agregado de distribución para la tarifa T4 ($0 \leq g_T4 \leq 1$).

VADPT4_tot : valor agregado de distribución total asignado a los clientes encuadrados en la tarifa T4, siendo su valor igual a **VADPT2MT_tot**, expresado en U$S/KW-año.

TUMA_T4: tiempo de utilización medio anual de los clientes encuadrados en la tarifa T4, expresado en horas/año.

FCI_T4: factor de coincidencia interno, definido como la relación entre la demanda máxima simultánea de los clientes encasillados en la tarifa T4 y la suma de las demandas máximas de estos clientes ($0 < FCI_T4 < 1$).

ET4_PA: energía promedio anual asignada como consumo de los clientes rurales encasillados en la tarifa T4, expresada en KWh/año.

VADA_T4: coeficiente mediante el cual se asigna el costo general de administración a la tarifa T4 .

VADCpT4: coeficiente mediante el cual se asignan los costos de comisiones de cobranzas por terceros y quebrantos por incobrabilidad de facturación a clientes encasillados en la tarifa T4, siendo su valor igual a **VADCpT1**.

II.4.2. CARGO VARIABLE.

$$
\begin{aligned}
CVT4 = {} & (aT4_pico * (peT4p + VADE_T4_p) + \\
& + aT4_resto * (peT4r + VADE_T4_r) + \\
& + aT4_valle * (peT4v + VADE_T4_v) + \\
& + ppT4 / TUMA_T4 * 12 * PERPMT + ((1-g_T4) * \\
& * VADPT4_tot / TUMA_T4 * FCI_T4) * (1 + VADA_T4)) * \\
& * (1 + VADCpT4)
\end{aligned}
$$

donde:

CVT4: cargo variable que se aplica a la totalidad del consumo de energía de los clientes encasillados en la tarifa T4, expresado en U$S/KWh.

aT4_pico: coeficiente que expresa la participación del consumo de energía de clientes encasillados en la tarifa T4 en el horario de pico respecto del consumo total de energía de esos clientes en las tres bandas horarias ($0 \leq aT4_pico \leq 1$).

peT4p: precio de transferencia de la energía en el horario de pico aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T4, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.6.1., expresado en U$S/KWh.

VADE_T4_p: valor unitario de las pérdidas de energía en horario de pico, correspondiente a la tarifa T4, siendo su valor igual a **VADE_T2MT_p**, expresado en U$S/KWh.
expresada en U$S/KWh.

aT4_resto: coeficiente que expresa la participación del consumo de energía de clientes encasillados en la tarifa T4 en el horario de resto respecto del consumo total de energía de esos clientes en las tres bandas horarias ($0 \leq aT4_resto \leq 1$).

peT4r: precio de transferencia de la energía en el horario de resto aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T4, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.6.1., expresado en U$S/KWh.

VADE_T4_r: valor unitario de las pérdidas de energía en horario de resto, correspondiente a la tarifa T4, siendo su valor igual a **VADE_T2MT_r**, expresado en U$S/KWh.

aT4_valle: coeficiente que expresa la participación del consumo de energía de clientes encasillados en la tarifa T4 en el horario de valle respecto del consumo total de energía de esos clientes en las tres bandas horarias ($0 \leq aT4_valle \leq 1$).

peT4v: precio de transferencia de la energía en el horario de valle aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T4, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.6.1., expresado en

U$S/KWh.

VADE_T4_v: valor unitario de las pérdidas de energía en horario de valle, correspondiente a la tarifa T4, siendo su valor igual a **VADE_T2MT_v**, expresada en U$S/KWh.

ppT4: precio de transferencia de la potencia aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T4, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.6.2., expresado en U$S/KW-mes.

TUMA_T4: tiempo de utilización medio anual de los clientes rurales encuadrados en la tarifa T4, expresado en horas/año.

PERPMT: coeficiente de transferencia del precio de potencia en el nodo de entrada del distribuidor, al nivel de media tensión.

g_T4: coeficiente de asignación al cargo fijo del valor agregado de distribución para la tarifa T4 ($0 \leq g_T4 \leq 1$).

VADPT4_tot: valor agregado de distribución total asignado a los clientes encuadrados en la tarifa T4, siendo su valor igual a **VADPT2MT_tot**, expresado en U$S/KW-año.

FCI_T4: factor de coincidencia interno, definido como la relación entre la demanda máxima simultánea de los clientes encasillados en la tarifa T4 y la suma de las demandas máximas de estos clientes ($0 < FCI_T4 < 1$).

VADA_T4: coeficiente mediante el cual se asigna el costo general de administración a la tarifa T4.

VADCpT4: coeficiente mediante el cual se asignan los costos de comisiones de cobranzas por terceros y quebrantos por incobrabilidad de facturación a clientes encasillados en la tarifa T4.

II.5. TARIFA "T5": SERVICIO DE PEAJE.

II.5.1. T5BT - SUMINISTROS EN BAJA TENSION.

II.5.1.1. CARGO FIJO.

$$CFT5BT = VADCT5BT$$

donde:

CFT5BT: cargo fijo mensual que abonan los clientes encuadrados en la tarifa T5BT, expresado en U$S/cliente.

VADCT5BT: valor agregado comercial reconocido para la tarifa T5 en baja tensión, expresado en U$S/cliente-mes.

II.5.1.2. CARGO POR POTENCIA EN PICO.

CPPT5BT = (CFT +ppT5 * (PERPBT-1) + VADPT5BT_tot / 12 * FCI_T5 * * (1 + VADA_T5)) * b_T5BT

donde:

CPPT5BT: cargo por potencia en el período horario de pico a abonar por los clientes encuadrados en la tarifa T5BT, expresado en U$S/KW-mes.

CFT: precio de transferencia del cargo por transporte en alta tensión y distribución troncal, al cargo por potencia aplicable a clientes encasillados en la tarifa T5, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.5., expresado en U$S/KW-mes.

ppT5: precio de transferencia de la potencia aplicable a clientes encasillados en la tarifa T5, igual al definido para los clientes de la tarifa T3, en el Subanexo B Parte I, Punto I.7.2., expresado en U$S/KW-mes.

PERPBT: coeficiente de transferencia del precio de potencia en el nodo de entrada del distribuidor, al nivel de baja tensión.

VADPT5BT_tot: valor agregado de distribución total asignado a los clientes encuadrados en la tarifa T5BT, siendo su valor igual al del **VADPT3BT_tot**. , expresado en U$S/KW-año

FCI_T5: factor de coincidencia interno para la tarifa T5, cuyo valor se adopta igual al de **FCI_T3**.

VADA_T5: coeficiente mediante el cual se asigna el costo general de administración a los clientes encasillados en T5. Su valor es igual al del **VADA_T3**.

b_T5BT: coeficiente de asignación del cargo por potencia total a los cargos por potencia de pico para la tarifa T5BT. Su valor es igual al del **b_T3BT**.

II.5.1.3. CARGO POR POTENCIA FUERA DE PICO.

CPFPT5BT = (CFT +ppT5 * (PERPBT-1) + VADPT5BT_tot / 12 * FCI_T5 * * (1 + VADA_T5)) * (1 - b_T5BT)

donde:

CPFPT5BT: cargo por potencia en el período horario fuera de pico a abonar por los clientes encuadrados en la tarifa T5BT, expresado en U$S/KW-mes.

CFT: precio de transferencia del cargo por transporte en alta tensión y distribución troncal, al cargo por potencia aplicable a clientes encasillados en la tarifa T5, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.5., expresado en U$S/KW-mes.

ppT5: precio de transferencia de la potencia aplicable a clientes encasillados en la tarifa T5, igual al definido para los clientes de la tarifa T3, en el Subanexo B Parte I, Punto I.7.2., expresado en U$S/KW-mes.

PERPBT: coeficiente de transferencia del precio de potencia en el nodo de entrada del distribuidor, al nivel de baja tensión.

VADPT5BT_tot: valor agregado de distribución total asignado a los clientes encuadrados en la tarifa T5BT, siendo su valor igual al del **VADPT3BT_tot.**, expresado en U$S/KW-año.

FCI_T5: factor de coincidencia interno para la tarifa T5, cuyo valor se adopta igual al de **FCI_T3**.

VADA_T5: coeficiente mediante el cual se asigna el costo general de administración a los clientes encasillados en T5. Su valor es igual al del **VADA_T3**.

b_T5BT: coeficiente de asignación del cargo por potencia total a los cargos por potencia de pico y fuera de pico para la tarifa T5BT. Su valor es igual al del **b_T3BT**.

II.5.1.4. CARGO VARIABLE EN PICO.

$$CVPT5BT = CVT + VADE_T5BT_p$$

donde:

CVPT5BT: cargo por energía transportada en el período horario de pico a abonar por los clientes encuadrados en la tarifa T5BT, expresado en U$S/KWh.

CVT: precio de transferencia del cargo por transporte en alta tensión y distribución troncal, al cargo por energía aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T5, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.5., expresado en U$S/KWh.

VADE_T5BT_p: valor unitario de las pérdidas de energía en horario de pico, correspondiente a la tarifa T5BT, expresada en U$S/KWh.

II.5.1.5. CARGO VARIABLE EN RESTO.

$$CVRT5BT = CVT + VADE_T5BT_r$$

donde:

CVRT5BT: cargo por energía transportada en el período horario de resto a abonar por los clientes encuadrados en la tarifa T5BT, expresado en U$S/KWh.

CVT: precio de transferencia del cargo por transporte en alta tensión y distribución troncal, al cargo por energía aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T5, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.5., expresado en U$S/KWh.

VADE_T5BT_r: valor unitario de las pérdidas de energía en horario de resto, correspondiente a la tarifa T5BT, expresada en U$S/KWh.

II.5.1.6. CARGO VARIABLE EN VALLE.

$$CVVT5BT = CVT + VADE_T5BT_v$$

donde:

CVVT5BT: cargo por energía transportada en el período horario de valle a abonar por los clientes encuadrados en la tarifa T5BT, expresado en U$S/KWh.

CVT: precio de transferencia del cargo por transporte en alta tensión y distribución troncal, al cargo por energía aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T5, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.5., expresado en U$S/KWh.

VADE_T5BT_v: valor unitario de las pérdidas de energía en horario de valle, correspondiente a la tarifa T5BT, expresada en U$S/KWh.

II.5.2. T5MT - SUMINISTROS EN MEDIA TENSION.

II.5.2.1. CARGO FIJO.

$$CFT5MT = VADCT5MT$$

donde:

CFT5MT: cargo fijo mensual que abonan los clientes encuadrados en la tarifa T5MT, expresado en U$S/cliente.

VADCT5MT: valor agregado comercial reconocido para la tarifa T5 en baja tensión, expresado en U$S/cliente-mes.

II.5.2.2. CARGO POR POTENCIA EN PICO.

$$CPPT5MT = (CFT + ppT5 * (PERPMT-1) + VADPT5MT_tot / 12 * FCI_T5 * * (1 + VADA_T5)) * b_T5MT$$

donde:

CPPT5MT: cargo por potencia en el período horario de pico a abonar por los clientes encuadrados en la tarifa T5MT, expresado en U$S/KW-mes.

CFT: precio de transferencia del cargo por transporte en alta tensión y distribución troncal, al cargo por potencia aplicable a clientes encasillados en la tarifa T5, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.5., expresado en U$S/KW-mes.

ppT5: precio de transferencia de la potencia aplicable a clientes encasillados en la tarifa T5, igual al definido para los clientes de la tarifa T3, en el Subanexo B Parte I, Punto I.7.2., expresado en U$S/KW-mes.

PERPMT: coeficiente de transferencia del precio de potencia en el nodo de entrada del distribuidor, al nivel de media tensión.

VADPT5MT_tot: valor agregado de distribución total asignado a los clientes encuadrados en la tarifa T5MT, siendo su valor igual al del **VADPT3MT_tot**., expresado en U$S/KW-año

FCI_T5: factor de coincidencia interno para la tarifa T5, cuyo valor se adopta igual al de **FCI_T3**.

VADA_T5: coeficiente mediante el cual se asigna el costo general de administración a los clientes encasillados en T5. Su valor es igual al del **VADA_T3**.

b_T5MT: coeficiente de asignación del cargo por potencia total al cargo por potencia de pico para la tarifa T5MT. Su valor es igual al del **b_T3MT**.

II.5.2.3. CARGO POR POTENCIA FUERA DE PICO.

$$CPFPT5MT = (CFT + ppT5 * (PERPMT-1) + VADPT5MT_tot / 12 * FCI_T5 * * (1 + VADA_T5)) * (1 - b_T5MT)$$

donde:

CPFPT5MT: cargo por potencia en el período horario fuera de pico a abonar por los clientes encuadrados en la tarifa T5MT, expresado en U$S/KW-mes.

CFT: precio de transferencia del cargo por transporte en alta tensión y distribución troncal, al cargo por potencia aplicable a clientes encasillados en la tarifa T5, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.5., expresado en U$S/KW-mes.

ppT5: precio de transferencia de la potencia aplicable a clientes encasillados en la tarifa T5, igual al definido para los clientes de la tarifa T3, en el Subanexo B Parte I, Punto I.7.2., expresado en U$S/KW-mes.

PERPMT: coeficiente de transferencia del precio de potencia en el nodo de entrada del distribuidor, al nivel de media tensión.

VADPT5MT_tot: valor agregado de distribución total asignado a los clientes encuadrados en la tarifa T5MT, expresado en U$S/KW-año. Su valor es igual al del **VADPT3MT_tot**.

FCI_T5: factor de coincidencia interno para la tarifa T5, cuyo valor se adopta igual al de **FCI_T3**.

VADA_T5: coeficiente mediante el cual se asigna el costo general de administración a los clientes encasillados en T5. Su valor es igual al del **VADA_T3**.

b_T5MT: coeficiente de asignación del cargo por potencia total al cargo por potencia de pico para la tarifa T5MT. Su valor es igual al del **b_T3MT**.

II.5.2.4. CARGO VARIABLE EN PICO.

$$CVPT5MT = CVT + VADE_T5MT_p$$

donde:

CVPT5MT: cargo por energía transportada en el período horario de pico a abonar por los clientes encuadrados en la tarifa T5MT, expresado en U$S/KWh.

CVT: precio de transferencia del cargo por transporte en alta tensión y distribución troncal, al cargo por energía aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T5, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.5., expresado en U$S/KWh.

VADE_T5MT_p: valor unitario de las pérdidas de energía en horario de pico, correspondiente a la tarifa T5MT, expresada en U$S/KWh.

II.5.2.5. CARGO VARIABLE EN RESTO.

$$CVRT5MT = CVT + VADE_T5MT_r$$

donde:

CVRT5MT: cargo por energía transportada en el período horario de resto a abonar por los clientes encuadrados en la tarifa T5MT, expresado en U$S/KWh.

CVT: precio de transferencia del cargo por transporte en alta tensión y distribución troncal, al cargo por energía aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T5, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.5., expresado en U$S/KWh.

VADE_T5MT_r: valor unitario de las pérdidas de energía en horario de resto, correspondiente a la tarifa T5MT, expresada en U$S/KWh.

II.5.2.6. CARGO VARIABLE EN VALLE.

$$CVVT5MT = CVT + VADE_T5MT_v$$

donde:

CVVT5MT: cargo por energía transportada en el período horario de valle a abonar por los clientes encuadrados en la tarifa T5MT, expresado en U$S/KWh.

CVT: precio de transferencia del cargo por transporte en alta tensión y distribución troncal, al cargo por energía aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T5, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.5., expresado en U$S/KWh.

VADE_T5MT_v: valor unitario de las pérdidas de energía en horario de valle, correspondiente a la tarifa T5MT, expresada en U$S/KWh.

II.5.3. T5AT - SUMINISTROS EN ALTA TENSION.

II.5.3.1. CARGO POR POTENCIA EN PICO.

$$CFT5AT = VADCT5AT$$

donde:

CFT5AT: cargo fijo mensual que abonan los clientes encuadrados en la tarifa T5AT, expresado en U$S/cliente.

VADCT5AT: valor agregado comercial reconocido para la tarifa T5 en baja tensión, expresado en U$S/cliente-mes.

II.5.3.2. CARGO POR POTENCIA EN PICO.

$$CPPT5AT = (CFT + ppT5 * (PERPAT-1) + VADPT5AT_tot / 12 * FCI_T5 * * (1 + VADA_T5)) * b_T5AT$$

donde:

CPPT5AT: cargo por potencia en el período horario de pico a abonar por los clientes encuadrados en la tarifa T5AT, expresado en U$S/KW-mes.

CFT: precio de transferencia del cargo por transporte en alta tensión y distribución troncal, al cargo por potencia aplicable a clientes encasillados en la tarifa T5, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.5., expresado en U$S/KW-mes.

ppT5: precio de transferencia de la potencia aplicable a clientes encasillados en la tarifa T5, igual al definido para los clientes de la tarifa T3, en el Subanexo B Parte I, Punto I.7.2., expresado en U$S/KW-mes.

PERPAT: coeficiente de transferencia del precio de potencia en el nodo de entrada del distribuidor, al nivel de alta tensión.

VADPT5AT_tot: valor agregado de distribución total asignado a los clientes encuadrados en la tarifa T5AT, expresado en U$S/KW-año. Su valor es igual al del **VADPT3AT_tot.**

FCI_T5: factor de coincidencia interno para la tarifa T5, cuyo valor se adopta igual al de **FCI_T3.**

VADA_T5: coeficiente mediante el cual se asigna el costo general de administración a los clientes encasillados en T5. Su valor es igual al del **VADA_T3**.

b_T5AT: coeficiente de asignación del cargo por potencia total al cargo por potencia de pico para la tarifa T5AT. Su valor es igual al del **b_T3AT**.

II.5.3.3. CARGO POR POTENCIA FUERA DE PICO.

$$CPFPT5AT = (CFT + ppT5 * (PERPAT-1) + VADPT5AT_tot / 12 * FCI_T5 * * (1 + VADA_T5)) * (1 - b_T5AT)$$

donde:

CPPT5AT: cargo por potencia en el período horario fuera de pico a abonar por los clientes encuadrados en la tarifa T5AT, expresado en U$S/KW-mes.

CFT: precio de transferencia del cargo por transporte en alta tensión y distribución troncal, al cargo por potencia aplicable a clientes encasillados en la tarifa T5, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.5., expresado en U$S/KW-mes.

ppT5: precio de transferencia de la potencia aplicable a clientes encasillados en la tarifa T5, igual al definido para los clientes de la tarifa T3, en el Subanexo B Parte I, Punto I.7.2., expresado en U$S/KW-mes.

PERPAT: coeficiente de transferencia del precio de potencia en el nodo de entrada del distribuidor, al nivel de alta tensión.

VADPT5AT_tot: valor agregado de distribución total asignado a los clientes encuadrados en la tarifa T5AT, expresado en U$S/KW-año. Su valor es igual al del **VADPT3AT_tot**.

FCI_T5: factor de coincidencia interno para la tarifa T5, cuyo valor se adopta igual al de **FCI_T3**.

VADA_T5: coeficiente mediante el cual se asigna el costo general de administración a los clientes encasillados en T5. Su valor es igual al del **VADA_T3**.

b_T5AT: coeficiente de asignación del cargo por potencia total al cargo por potencia de pico para la tarifa T5AT. Su valor es igual al del **b_T3AT**.

II.5.3.4. CARGO VARIABLE EN PICO.

$$CVPT5AT = CVT + VADE_T5AT_p$$

donde:

CVPT5AT: cargo por energía transportada en el período horario de pico a abonar por los clientes encuadrados en la tarifa T5AT, expresado en U$S/KWh.

CVT: precio de transferencia del cargo por transporte en alta tensión y distribución troncal, al cargo por energía aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T5, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.5., expresado en U$S/KWh.

VADE_T5AT_p: valor unitario de las pérdidas de energía en horario de pico, correspondiente a la tarifa T5AT, expresada en U$S/KWh.

II.5.3.5. CARGO VARIABLE EN RESTO.

$$CVRT5AT = CVT + VADE_T5AT_r$$

donde:

CVRT5AT: cargo por energía transportada en el período horario de resto a abonar por los clientes encuadrados en la tarifa T5AT, expresado en U$S/KWh.

CVT: precio de transferencia del cargo por transporte en alta tensión y distribución troncal, al cargo por energía aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T5, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.5., expresado en U$S/KWh.

VADE_T5AT_r: valor unitario de las pérdidas de energía en en horario de resto, correspondiente a la tarifa T5AT, expresada en U$S/KWh.

II.5.3.6. CARGO VARIABLE EN VALLE.

$$CVVT5AT = CVT + VADE_T5AT_v$$

donde:

CVVT5AT: cargo por energía transportada en el período horario de valle a abonar por los clientes encuadrados en la tarifa T5AT, expresado en U$S/KWh.

CVT: precio de transferencia del cargo por transporte en alta tensión y distribución troncal, al cargo por energía aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T5, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.5., expresado en U$S/KWh.

VADE_T5AT_v: valor unitario de las pérdidas de energía en horario de valle, correspondiente a la tarifa T5AT, expresada en U$S/KWh.

II.6 VALORES INICIALES DE LAS VARIABLES INCLUIDAS EN LAS EXPRESIONES MATEMÁTICAS DE CÁLCULO DE LOS PARAMETROS TARIFARIOS

DISTRIBUIDORA ATLÁNTICA
TARIFA T1

VADCf_T1R =	.....	U$S/cliente-año
VADCp_T1 =	.....	adimensional
aR_pico =	.....	adimensional
peT1p =	.....	U$S/KWh
VADE_T1_p =	.....	U$S/KWh
aR_resto =	.....	adimensional
peT1r =	.....	U$S/KWh
VADE_T1_r =	.....	U$S/KWh
aR_valle =	.....	adimensional
peT1v =	.....	U$S/KWh
VADE_T1_v =	.....	U$S/KWh
ppT1 =	.....	U$S/KW-mes
TUMA_R1 =	.....	h-año
TUMA_R2 =	.....	h-año
TUMA_R3 =	.....	h-año
TUMA_R4 =	.....	h-año
PERPBT =	.....	adimensional
VADPT1_totR =	.....	U$S/KW-año
VADPT1_totG =	.....	U$S/KW-año
VADPT1_totAP =	.....	U$S/KW-año
FCI_T1R =	.....	adimensional
VADA_T1 =	.....	adimensional
VADCf_T1RE =	.....	U$S/cliente-año
g_RE =	.....	adimensional
TUMA_RE =	.....	h/año
FCI_T1RE =	.....	adimensional
ERE_PA =	.....	KWh/año
VADCf_G =	.....	U$S/cliente-año
g_GBC =	.....	adimensional
TUMA_GBC =	.....	h/año
FCI_G =	.....	adimensional
EGBC_PA =	.....	KWh/año
aG_pico =	.....	adimensional
aG_resto =	.....	adimensional
aG_valle =	.....	adimensional
g_GAC =	.....	adimensional
TUMA_GAC =	.....	h/año
g_GE =	.....	adimensional
TUMA_GE =	.....	h/año

EGE_PA =	.....	KWh/año
VADCf_AP =	.....	U$S/año
aAP_pico =	.....	adimensional
aAP_valle =	.....	adimensional
TUMA_AP =	.....	h/año
FCI_T1AP =	.....	adimensional

TARIFA T2

VADCT2BT =	.....	U$S/cliente
ppT2 =	.....	U$S/KW-mes
PERPBT	.....	adimensional
VADPT2BT_tot =	.....	U$S/KW-año
FCI_T2 =	.....	adimensional
VADA_T2 =	.....	adimensional
b_T2BT =	.....	adimensional
peT2p =	.....	U$S/KWh
VADE_T2BT_p =	.....	U$S/KWh
aT2_resto =	.....	adimensional
aT2_pico =	.....	adimensional
aT2_valle =	.....	adimensional
peT2r =	.....	U$S/KWh
VADE_T2BT_r =	.....	U$S/KWh
peT2v =	.....	U$S/KWh
VADE_T2BT_v =	.....	U$S/KWh
VADCT2MT =	.....	U$S/cliente
PERPMT =	.....	adimensional
VADPT2MT_tot =	.....	U$S/KW-año
b_T2MT =	.....	adimensional
VADE_T2MT_p =	.....	U$S/KWh
VADE_T2MT_r =	.....	U$S/KWh
VADE_T2MT_v =	.....	U$S/KWh

TARIFA T3

VADCT3BT =	.....	U$S/cliente
ppT3 =	.....	U$S/KW-mes
PERPBT =	.....	adimensional
VADPT3BT_tot =	.....	U$S/KW-año
FCI_T3 =	.....	adimensional
VADA_T3 =	.....	adimensional
b_T3BT =	.....	adimensional
peT3p =	.....	U$S/KWh
VADE_T3BT_p =	.....	U$S/KWh
peT3r =	.....	U$S/KWh
VADE_T3BT_r =	.....	U$S/KWh

peT3v =	.....	U$S/KWh
VADE_T3BT_v =	.....	U$S/KWh
VADCT3MT =	.....	U$S/cliente
PERPMT =	.....	adimensional
VADPT3MT_tot =	.....	U$S/KW-año
b_T3MT =	.....	adimensional
VADE_T3MT_p =	.....	U$S/KWh
VADE_T3MT_r =	.....	U$S/KWh
VADE_T3MT_v =	.....	U$S/KWh
VADCT3AT =	.....	U$S/cliente
PERPAT =	.....	adimensional
VADPT3AT_tot =	.....	U$S/KW-año
b_T3AT =	.....	adimensional
VADE_T3AT_p =	.....	U$S/KWh
VADE_T3AT_r =	.....	U$S/KWh
VADE_T3AT_v =	.....	U$S/KWh

TARIFA T4

VADCf_T4 =	.....	U$S/cliente-año
g_T4 =	.....	adimensional
VADPT4_tot =	.....	U$S/KW-año
TUMA_T4 =	.....	h/año
FCI_T4 =	.....	adimensional
ET4_PA =	.....	KWh/año
VADA_T4 =	.....	adimensional
VADCpT4 =	.....	adimensional
aT4_pico =	.....	adimensional
peT4p =	.....	U$S/KWh
VADE_T4_p =	.....	U$S/KWh
aT4_resto =	.....	adimensional
peT4r =	.....	U$S/KWh
VADE_T4_r =	.....	U$S/KWh
aT4_valle =	.....	adimensional
peT4v =	.....	U$S/KWh
VADE_T4_v =	.....	U$S/KWh
ppT4 =	.....	U$S/KW-mes
PERPMT =	.....	adimensional

TARIFA T5

VADCT5BT =	.....	U$S/cliente-mes
CFT =	.....	U$S/KW-mes
ppT5 =	.....	U$S/KW-mes
PERPBT =	.....	adimensional

VADPT5BT_tot =	.....	U$S/KW-año
FCI_T5 =	.....	adimensional
VADA_T5 =	.....	adimensional
b_T5BT =	.....	adimensional
CVT =	.....	U$S/KWh
VADE_T5BT_p =	.....	U$S/KWh
VADE_T5BT_r =	.....	U$S/KWh
VADE_T5BT_v =	.....	U$S/KWh
VADCT5MT =	.....	U$S/cliente-mes
PERPMT =	.....	adimensional
VADPT5MT_tot =	.....	adimensional
b_T5MT =	.....	adimensional
VADE_T5MT_p =	.....	U$S/KWh
VADE_T5MT_r =	.....	U$S/KWh
VADE_T5MT_v =	.....	U$S/KWh
VADCT5AT =	.....	U$S/cliente-mes
PERPAT =	.....	adimensional
VADPT5AT_tot =	.....	adimensional
b_T5AT =	.....	adimensional
VADE_T5AT_p =	.....	U$S/KWh
VADE_T5AT_r =	.....	U$S/KWh
VADE_T5AT_v =	.....	U$S/KWh

COEFICIENTES DISTRIBUIDORA NORTE
Tarifa T1

VADCf_T1R =	.....	U$S/cliente-año
VADCp_T1 =	.....	adimensional
aR_pico =	.....	adimensional
peT1p =	.....	U$S/KWh
VADE_T1_p =	.....	U$S/KWh
aR_resto =	.....	adimensional
peT1r =	.....	U$S/KWh
VADE_T1_r =	.....	U$S/KWh
aR_valle =	.....	adimensional
peT1v =	.....	U$S/KWh
VADE_T1_v =	.....	U$S/KWh
ppT1 =	.....	U$S/KW-mes
TUMA_R1 =	.....	h-año
TUMA_R2 =	.....	h-año
TUMA_R3 =	.....	h-año
TUMA_R4 =	.....	h-año
PERPBT =	.....	adimensional
VADPT1_totR =	.....	U$S/KW-año

VADPT1_totG =	.....	U$S/KW-año
VADPT1_totAP =	.....	U$S/KW-año
FCI_T1R =	.....	adimensional
VADA_T1 =	.....	adimensional
VADCf_T1RE =	.....	U$S/cliente-año
g_RE =	.....	adimensional
TUMA_RE =	.....	h/año
FCI_T1RE =	.....	adimensional
ERE_PA =	.....	KWh/año
VADCf_G =	.....	U$S/cliente-año
g_GBC =	.....	adimensional
TUMA_GBC =	.....	h/año
FCI_G =	.....	adimensional
EGBC_PA =	.....	KWh/año
aG_pico =	.....	adimensional
aG_resto =	.....	adimensional
aG_valle =	.....	adimensional
g_GAC =	.....	adimensional
TUMA_GAC =	.....	h/año
g_GE =	.....	adimensional
TUMA_GE =	.....	h/año
EGE_PA =	.....	KWh/año
VADCf_AP =	.....	U$S/año
aAP_pico =	.....	adimensional
aAP_valle =	.....	adimensional
TUMA_AP =	.....	h/año
FCI_T1AP =	.....	adimensional

TARIFA T2

VADCT2BT =	.....	U$S/cliente
ppT2 =	.....	U$S/KW-mes
PERPBT	.....	adimensional
VADPT2BT_tot =	.....	U$S/KW-año
FCI_T2 =	.....	adimensional
VADA_T2 =	.....	adimensional
b_T2BT =	.....	adimensional
peT2p =	.....	U$S/KWh
VADE_T2BT_p =	.....	U$S/KWh
aT2_resto =	.....	adimensional
aT2_pico =	.....	adimensional
aT2_valle =	.....	adimensional
peT2r =	.....	U$S/KWh
VADE_T2BT_r =	.....	U$S/KWh
peT2v =	.....	U$S/KWh
VADE_T2BT_v =	.....	U$S/KWh

VADCT2MT =	.....	U$S/cliente
PERPMT =	.....	adimensional
VADPT2MT_tot =	.....	U$S/KW-año
b_T2MT =	.....	adimensional
VADE_T2MT_p =	.....	U$S/KWh
VADE_T2MT_r =	.....	U$S/KWh
VADE_T2MT_v =	.....	U$S/KWh

TARIFA T3

VADCT3BT =	.....	U$S/cliente
ppT3 =	.....	U$S/KW-mes
PERPBT =	.....	adimensional
VADPT3BT_tot =	.....	U$S/KW-año
FCI_T3 =	.....	adimensional
VADA_T3 =	.....	adimensional
b_T3BT =	.....	adimensional
peT3p =	.....	U$S/KWh
VADE_T3BT_p =	.....	U$S/KWh
peT3r =	.....	U$S/KWh
VADE_T3BT_r =	.....	U$S/KWh
peT3v =	.....	U$S/KWh
VADE_T3BT_v =	.....	U$S/KWh
VADCT3MT =	.....	U$S/cliente
PERPMT =	.....	adimensional
VADPT3MT_tot =	.....	U$S/KW-año
b_T3MT =	.....	adimensional
VADE_T3MT_p =	.....	U$S/KWh
VADE_T3MT_r =	.....	U$S/KWh
VADE_T3MT_v =	.....	U$S/KWh
VADCT3AT =	.....	U$S/cliente
PERPAT =	.....	adimensional
VADPT3AT_tot =	.....	U$S/KW-año
b_T3AT =	.....	adimensional
VADE_T3AT_p =	.....	U$S/KWh
VADE_T3AT_r =	.....	U$S/KWh
VADE_T3AT_v =	.....	U$S/KWh

TARIFA T4

VADCf_T4 =	.....	U$S/cliente-año
g_T4 =	.....	adimensional
VADPT4_tot =	.....	U$S/KW-año
TUMA_T4 =	.....	h/año

FCI_T4 =	.....	adimensional
ET4_PA =	.....	KWh/año
VADA_T4 =	.....	adimensional
VADCpT4 =	.....	adimensional
aT4_pico =	.....	adimensional
peT4p =	.....	U$S/KWh
VADE_T4_p =	.....	U$S/KWh
aT4_resto =	.....	adimensional
peT4r =	.....	U$S/KWh
VADE_T4_r =	.....	U$S/KWh
aT4_valle =	.....	adimensional
peT4v =	.....	U$S/KWh
VADE_T4_v =	.....	U$S/KWh
ppT4 =	.....	U$S/KW-mes
PERPMT =	1,022	adimensional

TARIFA T5

VADCT5BT =	.....	U$S/cliente-mes
CFT =	.....	U$S/KW-mes
ppT5 =	.....	U$S/KW-mes
PERPBT =	.....	adimensional
VADPT5BT_tot =	.....	U$S/KW-año
FCI_T5 =	.....	adimensional
VADA_T5 =	.....	adimensional
b_T5BT =	.....	adimensional
CVT =	.....	U$S/KWh
VADE_T5BT_p =	.....	U$S/KWh
VADE_T5BT_r =	.....	U$S/KWh
VADE_T5BT_v =	.....	U$S/KWh
VADCT5MT =	.....	U$S/cliente-mes
PERPMT =	.....	adimensional
VADPT5MT_tot =	.....	adimensional
b_T5MT =	.....	adimensional
VADE_T5MT_p =	.....	U$S/KWh
VADE_T5MT_r =	.....	U$S/KWh
VADE_T5MT_v =	.....	U$S/KWh
VADCT5AT =	.....	U$S/cliente-mes
PERPAT =	.....	adimensional
VADPT5AT_tot =	.....	adimensional
b_T5AT =	.....	adimensional
VADE_T5AT_p =	.....	U$S/KWh
VADE_T5AT_r =	.....	U$S/KWh

VADE_T5AT_v = ... U$S/KWh

COEFICIENTES DISTRIBUIDORA SUR

TARIFA T1

VADCf_T1R = ... U$S/cliente-año
VADCp_T1 = ... adimensional
aR_pico = ... adimensional
peT1p = ... U$S/KWh
VADE_T1_p = ... U$S/KWh
aR_resto = ... adimensional
peT1r = ... U$S/KWh
VADE_T1_r = ... U$S/KWh
aR_valle = ... adimensional
peT1v = ... U$S/KWh
VADE_T1_v = ... U$S/KWh
ppT1 = ... U$S/KW-mes
TUMA_R1 = ... h-año
TUMA_R2 = ... h-año
TUMA_R3 = ... h-año
TUMA_R4 = ... h-año
PERPBT = ... adimensional
VADPT1_totR = ... U$S/KW-año
VADPT1_totG = ... U$S/KW-año
VADPT1_totAP = ... U$S/KW-año
FCI_T1R = ... adimensional
VADA_T1 = ... adimensional
VADCf_T1RE = ... U$S/cliente-año
g_RE = ... adimensional
TUMA_RE = ... h/año
FCI_T1RE = ... adimensional

ERE_PA =	.....	KWh/año
VADCf_G =	.....	U$S/cliente-año
g_GBC =	.....	adimensional
TUMA_GBC =	.....	h/año
FCI_G =	.....	adimensional
EGBC_PA =	.....	KWh/año
aG_pico =	.....	adimensional
aG_resto =	.....	adimensional
aG_valle =	.....	adimensional
g_GAC =	.....	adimensional
TUMA_GAC =	.....	h/año
g_GE =	.....	adimensional
TUMA_GE =	.....	h/año
EGE_PA =	.....	KWh/año
VADCf_AP =	.....	U$S/año
aAP_pico =	.....	adimensional
aAP_valle =	.....	adimensional
TUMA_AP =	.....	h/año
FCI_T1AP =	.....	adimensional

TARIFA T2

VADCT2BT =	.....	U$S/cliente
ppT2 =	.....	U$S/KW-mes
PERPBT	.....	adimensional
VADPT2BT_tot =	.....	U$S/KW-año
FCI_T2 =	.....	adimensional
VADA_T2 =	.....	adimensional
b_T2BT =	.....	adimensional
peT2p =	.....	U$S/KWh

VADE_T2BT_p =	.....	U$S/KWh
aT2_resto =	.....	adimensional
aT2_pico =	.....	adimensional
aT2_valle =	.....	adimensional
peT2r =	.....	U$S/KWh
VADE_T2BT_r =	.....	U$S/KWh
peT2v =	.....	U$S/KWh
VADE_T2BT_v =	.....	U$S/KWh
VADCT2MT =	.....	U$S/cliente
PERPMT =	.....	adimensional
VADPT2MT_tot =	.....	U$S/KW-año
b_T2MT =	.....	adimensional
VADE_T2MT_p =	.....	U$S/KWh
VADE_T2MT_r =	.....	U$S/KWh
VADE_T2MT_v =	.....	U$S/KWh

TARIFA T3

VADCT3BT =	.....	U$S/cliente
ppT3 =	.....	U$S/KW-mes
PERPBT =	.....	adimensional
VADPT3BT_tot =	.....	U$S/KW-año
FCI_T3 =	.....	adimensional
VADA_T3 =	.....	adimensional
b_T3BT =	.....	adimensional
peT3p =	.....	U$S/KWh
VADE_T3BT_p =	.....	U$S/KWh
peT3r =	.....	U$S/KWh
VADE_T3BT_r =	.....	U$S/KWh
peT3v =	.....	U$S/KWh

VADE_T3BT_v =	.....	U$S/KWh
VADCT3MT =	.....	U$S/cliente
PERPMT =	.....	adimensional
VADPT3MT_tot =	.....	U$S/KW-año
b_T3MT =	.....	adimensional
VADE_T3MT_p =	.....	U$S/KWh
VADE_T3MT_r =	.....	U$S/KWh
VADE_T3MT_v =	.....	U$S/KWh
VADCT3AT =	.....	U$S/cliente
PERPAT =	.....	adimensional
VADPT3AT_tot =	.....	U$S/KW-año
b_T3AT =	.....	adimensional
VADE_T3AT_p =	.....	U$S/KWh
VADE_T3AT_r =	.....	U$S/KWh
VADE_T3AT_v =	.....	U$S/KWh

TARIFA T4

VADCf_T4 =	.....	U$S/cliente-año
g_T4 =	.....	adimensional
VADPT4_tot =	.....	U$S/KW-año
TUMA_T4 =	.....	h/año
FCI_T4 =	.....	adimensional
ET4_PA =	.....	KWh/año
VADA_T4 =	.....	adimensional
VADCpT4 =	.....	adimensional
aT4_pico =	.....	adimensional
peT4p =	.....	U$S/KWh
VADE_T4_p =	.....	U$S/KWh
aT4_resto =	.....	adimensional

peT4r =	……..	U$S/KWh
VADE_T4_r =	……..	U$S/KWh
aT4_valle =	……..	adimensional
peT4v =	……..	U$S/KWh
VADE_T4_v =	……..	U$S/KWh
ppT4 =	……..	U$S/KW-mes
PERPMT =	……..	adimensional

TARIFA T5

VADCT5BT =	……..	U$S/cliente-mes
CFT =	……..	U$S/KW-mes
ppT5 =	……..	U$S/KW-mes
PERPBT =	……..	adimensional
VADPT5BT_tot =	……..	U$S/KW-año
FCI_T5 =	……..	adimensional
VADA_T5 =	……..	adimensional
b_T5BT =	……..	adimensional
CVT =	……..	U$S/KWh
VADE_T5BT_p =	……..	U$S/KWh
VADE_T5BT_r =	……..	U$S/KWh
VADE_T5BT_v =	……..	U$S/KWh
VADCT5MT =	……..	U$S/cliente-mes
PERPMT =	……..	adimensional
VADPT5MT_tot =	……..	adimensional
b_T5MT =	……..	adimensional
VADE_T5MT_p =	……..	U$S/KWh
VADE_T5MT_r =	……..	U$S/KWh

VADE_T5MT_v =	.....	U$S/KWh
VADCT5AT =	.....	U$S/cliente-mes
PERPAT =	.....	adimensional
VADPT5AT_tot =	.....	adimensional
b_T5AT =	.....	adimensional
VADE_T5AT_p =	.....	U$S/KWh
VADE_T5AT_r =	.....	U$S/KWh
VADE_T5AT_v =	.....	U$S/KWh

SUBANEXO B - PARTE III
COEFICIENTES DE TRANSICIÓN DE LOS CUADROS TARIFARIOS

Este SUBANEXO deberá contener los coeficientes de Pass Trough que variarán de acuerdo a cada Cooperativa.

1208

SUBANEXO C

CUADRO TARIFARIO INICIAL
PARA CADA EMPRESA CONCESIONARIA

Introducción

Las Tarifas Objetivo surgen de los Cuadros Tarifarios elaborados para LA CONCESIONARIA, siguiendo los lineamientos de la Ley 11.769 en la materia, en base a los costos económicos de la actividad de distribución, y a la participación de cada grupo de clientes en el uso de las instalaciones que conforman la red del distribuidor.

En vista de las diferencias entre la situación que resulta de comparar las tarifas del Cuadro Tarifario aprobado por Resolución del Ministerio de Obras y Servicios Públicos de la Provincia de Buenos Aires número 264/93 y las tarifas objetivo, particularmente en lo que hace a las Pequeñas Demandas es necesario establecer una transición gradual en el tiempo.

La misma se llevará a cabo afectando los Cuadros Tarifarios Objetivo que a continuación se presentan (hojas 7 a 10), con los coeficientes indicados en el **Subanexo B Parte III "Coeficientes de Transición de los Cuadros Tarifarios"**, para los sucesivos períodos allí indicados.

De esa manera, para el período comprendido entre la fecha de Toma de Posesión y el 31 de enero de 1.998, los cuadros a aplicar serán los contenidos en las hojas 3 a 6 adjuntas, con las adecuaciones que por eventuales variaciones de los precios del Mercado Eléctrico Mayorista, correspondan trasladar a tarifa en función del procedimiento definido en el **Subanexo B Parte I "Mecanismo de Pass Through"** y **Subanexo B "Procedimiento para la Determinación del Cuadro Tarifario"** respectivamente.

Para los cuatro años inmediatos siguientes (del primero de febrero del 1.998 al treinta y uno de enero del 2.002), los cuadros tarifarios a aplicar a los clientes se obtienen incorporando a los Cuadros Tarifarios Objetivo las adecuaciones que por variaciones de los precios del Mercado Eléctrico Mayorista y Reajuste por Variaciones de Precios e Incentivo a la Eficiencia,

correspondan trasladar a tarifa en función del procedimiento definido en el **Subanexo B "Procedimiento para la Determinación del Cuadro Tarifario"**y **Subanexo B Parte I "Mecanismo de Pass Through"** respectivamente, y afectando al resultado de los coeficientes de transición del **Subanexo B Parte III "Coeficientes de Transición de los Cuadros Taifarios",** del año que corresponda.

Finalmente, para el quinquenio inmediato siguiente (primero de febrero del 2.002 al 31 de enero del 2.007), los Cuadros Tarifarios a aplicar serán los que se obtengan de afectar los Cuadros Tarifarios Objetivo contenidos en las hojas 7 a 10, por las variaciones de los precios del Mercado Eléctrico Mayorista y Reajuste por Variaciones de Precio e Incentivo a la Eficiencia, que correspondan trasladar a tarifa en función del procedimiento definido en el **Subanexo B "Procedimiento para la Determinación del Cuadro Tarifario"** y **Subanexo B Parte I "Mecanismo de Pass Through"** respectivamente.

Cuadros Tarifarios Iniciales

A continuación se adjuntan los cuadros iniciales para cada distribuidor.

Cuadros Tarifarios Objetivo

Asimismo se anexan los cuadros objetivo para cada distribuidor.

CUADRO TARIFARIO INICIAL DE LA CONCESIONARIA.....

T1 - PEQUEÑAS DEMANDAS (menos de 10 KW de demanda)

T1R - RESIDENCIAL

CARGO FIJO	..... U$S/mes
CARGO VARIABLE 1 (consumo en KWH-Mes ≤ 100)	..... U$S/KWh
CARGO VARIABLE 2 (100 < consumo en KWH-Mes ≤ 200)	..... U$S/KWh
CARGO VARIABLE 3 (200 < consumo en KWH-Mes ≤ 400)	..... U$S/KWh
CARGO VARIABLE 4 (consumo en KWH-Mes > 400)	..... U$S/KWh

T1RE - RESIDENCIAL ESTACIONAL

CARGO FIJO	..... U$S/mes
CARGO VARIABLE	..... U$S/KWh

T1G - SERVICIO GENERAL BAJOS CONSUMOS

CARGO FIJO	..... U$S/mes
CARGO VARIABLE (consumo en KWH-Mes ≤ 1000)	..... U$S/KWh

T1G - SERVICIO GENERAL ALTOS CONSUMOS

CARGO FIJO	..... U$S/mes
CARGO VARIABLE (consumo en KWH-Mes > 1000)	..... U$S/KWh

T1GE - SERVICIO GENERAL ESTACIONAL

CARGO FIJO	..... U$S/mes
CARGO VARIABLE	..... U$S/KWh

T1AP - ALUMBRADO PÚBLICO

CARGO FIJO	..... U$S/factura
CARGO VARIABLE	..... U$S/KWh

T2 - MEDIANAS DEMANDAS (de 10 KW a menos de 50 KW de demanda)

T2BT -SUMINISTROS EN BAJA TENSIÓN

CARGO FIJO	..... U$S/mes
CARGO POR POTENCIA EN PICO	..... U$S/KW-mes
CARGO POR POTENCIA FUERA PICO	..... U$S/KW-mes
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO	..... U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA FUERA DE PICO	..... U$S/KWh

T2MT - SUMINISTROS EN MEDIA TENSIÓN

CARGO FIJO	..... U$S/mes
CARGO POR POTENCIA EN PICO	..... U$S/KW-mes
CARGO POR POTENCIA FUERA PICO	..... U$S/KW-mes
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO	..... U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA FUERA DE PICO	..... U$S/KWh

MODELO DE CONTRATO DE CONCESIÓN MUNICIPAL DE DISTRIBUCIÓN
SUBANEXO C
CUADRO TARIFARIO INICIAL PARA CADA EMPRESA CONCESIONARIA

T3 - GRANDES DEMANDAS (50 KW ó más de demanda)

T3BT - SUMINISTROS EN BAJA TENSIÓN

CARGO FIJO	..... U$S/mes
CARGO POR POTENCIA EN PICO	..... U$S/KW-mes
CARGO POR POTENCIA FUERA PICO	..... U$S/KW-mes
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO	..... U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN RESTO	..... U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN VALLE	..... U$S/KWh

T3MT - SUMINISTROS EN MEDIA TENSIÓN

CARGO FIJO	..... U$S/mes
CARGO POR POTENCIA EN PICO	..... U$S/KW-mes
CARGO POR POTENCIA FUERA PICO	..... U$S/KW-mes
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO	..... U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN RESTO	..... U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN VALLE	..... U$S/KWh

T3AT - SUMINISTROS EN ALTA TENSIÓN

CARGO FIJO	..... U$S/mes
CARGO POR POTENCIA EN PICO	..... U$S/KW-mes
CARGO POR POTENCIA FUERA PICO	..... U$S/KW-mes
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO	..... U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN RESTO	..... U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN VALLE	..... U$S/KWh

T4 - PEQUEÑAS DEMANDAS RURALES (menos de 10 KW de demanda)

CARGO FIJO	..... U$S/mes
CARGO VARIABLE	..... U$S/KWh

TABLA DE PERDIDAS DE TRANSFORMACION CLIENTES RURALES

5 KVA monofásico	..... KWh/mes
10 KVA monofásico	..... KWh/mes
15 KVA monofásico	..... KWh/mes
16 KVA monofásico	..... KWh/mes
10 KVA trifásico	..... KWh/mes
15 KVA trifásico	..... KWh/mes
16 KVA trifásico	..... KWh/mes
20 KVA trifásico	..... KWh/mes
25 KVA trifásico	..... KWh/mes
30 KVA trifásico	..... KWh/mes
40 KVA trifásico	..... KWh/mes
50 KVA trifásico	..... KWh/mes
63 KVA trifásico	..... KWh/mes
100 KVA trifásico	..... KWh/mes

T5 - SERVICIO DE PEAJE

T5BT - SUMINISTROS EN BAJA TENSIÓN

CARGO FIJO	..... U$S/mes
CARGO POR POTENCIA EN PICO	..... U$S/KW-mes
CARGO POR POTENCIA FUERA PICO	..... U$S/KW-mes
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO	..... U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN RESTO	..... U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN VALLE	..... U$S/KWh

T5MT - SUMINISTROS EN MEDIA TENSIÓN

CARGO FIJO	..... U$S/mes
CARGO POR POTENCIA EN PICO	..... U$S/KW-mes
CARGO POR POTENCIA FUERA PICO	..... U$S/KW-mes
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO	..... U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN RESTO	..... U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN VALLE	..... U$S/KWh

T5AT - SUMINISTROS EN ALTA TENSIÓN

CARGO FIJO	..... U$S/mes
CARGO POR POTENCIA EN PICO	..... U$S/KW-mes
CARGO POR POTENCIA FUERA PICO	..... U$S/KW-mes
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO	..... U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN RESTO	..... U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN VALLE	..... U$S/KWh

RECARGOS POR BAJO COSENO DE FI

SUMINISTROS EN BAJA TENSIÓN	..... U$S/kvarh
SUMINISTROS EN MEDIA TENSIÓN	..... U$S/kvarh
SUMINISTROS EN ALTA TENSIÓN	..... U$S/kvarh

SERVICIO DE REHABILITACION

PARA SERVICIO INTERRUMPIDO POR FALTA DE PAGO

TARIFA T1R	..... U$S
TARIFA T1RE	..... U$S
TARIFA T1G BC y AC	..... U$S
TARIFA T1GE	..... U$S
TARIFA 1AP	..... U$S
TARIFAS 2	..... U$S
TARIFAS 3	..... U$S
TARIFA 4	..... U$S

CARGO POR SERVICIO DE CONEXION

CONEXIONES AEREAS

MONOFASICAS

TARIFA T1R	..... U$S
TARIFA T1RE	..... U$S
TARIFA T1G BC	..... U$S
TARIFA T1G AC	..... U$S
TARIFA T1GE	..... U$S
TARIFA 1AP	..... U$S
TARIFAS 2	..... U$S
TARIFAS 3	..... U$S
TARIFA 4	..... U$S

TRIFASICAS

TARIFA T1R	..... U$S
TARIFA T1RE	..... U$S
TARIFA T1G BC	..... U$S
TARIFA T1G AC	..... U$S
TARIFA T1GE	..... U$S
TARIFA 1AP	..... U$S
TARIFAS 2	..... U$S
TARIFAS 3	..... U$S
TARIFA 4	..... U$S

CONEXIONES SUBTERRANEAS

MONOFASICAS

TARIFA T1R	..... U$S
TARIFA T1RE	..... U$S
TARIFA T1G BC	..... U$S
TARIFA T1G AC	..... U$S
TARIFA T1GE	..... U$S
TARIFA 1AP	..... U$S
TARIFAS 2	..... U$S
TARIFAS 3	..... U$S
TARIFA 4	..... U$S

TRIFASICAS

TARIFA T1R	..... U$S
TARIFA T1RE	..... U$S
TARIFA T1G BC	..... U$S
TARIFA T1G AC	..... U$S
TARIFA T1GE	..... U$S
TARIFA 1AP	..... U$S
TARIFAS 2	..... U$S
TARIFAS 3	..... U$S
TARIFA 4	..... U$S

CUADRO TARIFARIO OBJETIVO DE LA CONCESIONARIA.....

T1 - PEQUEÑAS DEMANDAS (menos de 10 KW de demanda)

T1R - RESIDENCIAL

CARGO FIJO	..... U$S/mes
CARGO VARIABLE 1 (consumo en KWH-Mes ≤ 100)	..... U$S/KWh
CARGO VARIABLE 2 (100 < consumo en KWH-Mes ≤ 200)	..... U$S/KWh
CARGO VARIABLE 3 (200 < consumo en KWH-Mes ≤ 400)	..... U$S/KWh
CARGO VARIABLE 4 (consumo en KWH-Mes > 400)	..... U$S/KWh

T1RE - RESIDENCIAL ESTACIONAL

CARGO FIJO	..... U$S/mes
CARGO VARIABLE	..... U$S/KWh

T1G - SERVICIO GENERAL BAJOS CONSUMOS

CARGO FIJO	..... U$S/mes
CARGO VARIABLE (consumo en KWH-Mes ≤ 1000)	..... U$S/KWh

T1G - SERVICIO GENERAL ALTOS CONSUMOS

CARGO FIJO	..... U$S/mes
CARGO VARIABLE (consumo en KWH-Mes > 1000)	..... U$S/KWh

T1GE - SERVICIO GENERAL ESTACIONAL

CARGO FIJO	..... U$S/mes
CARGO VARIABLE	..... U$S/KWh

T1AP - ALUMBRADO PÚBLICO

CARGO FIJO	..... U$S/factura
CARGO VARIABLE	..... U$S/KWh

T2 - MEDIANAS DEMANDAS (de 10 KW a menos de 50 KW de demanda)

T2BT -SUMINISTROS EN BAJA TENSIÓN

CARGO FIJO	..... U$S/mes
CARGO POR POTENCIA EN PICO	..... U$S/KW-mes
CARGO POR POTENCIA FUERA PICO	..... U$S/KW-mes
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO	..... U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA FUERA DE PICO	..... U$S/KWh

T2MT - SUMINISTROS EN MEDIA TENSIÓN

CARGO FIJO	..... U$S/mes
CARGO POR POTENCIA EN PICO	..... U$S/KW-mes

CARGO POR POTENCIA FUERA PICO	..... U$S/KW-mes
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO	..... U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA FUERA DE PICO	..... U$S/KWh

T3 - GRANDES DEMANDAS (50 KW ó más de demanda)

T3BT - SUMINISTROS EN BAJA TENSIÓN

CARGO FIJO	..... U$S/mes
CARGO POR POTENCIA EN PICO	..... U$S/KW-mes
CARGO POR POTENCIA FUERA PICO	..... U$S/KW-mes
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO	..... U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN RESTO	..... U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN VALLE	..... U$S/KWh

T3MT - SUMINISTROS EN MEDIA TENSIÓN

CARGO FIJO	..... U$S/mes
CARGO POR POTENCIA EN PICO	..... U$S/KW-mes
CARGO POR POTENCIA FUERA PICO	..... U$S/KW-mes
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO	..... U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN RESTO	..... U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN VALLE	..... U$S/KWh

T3AT - SUMINISTROS EN ALTA TENSIÓN

CARGO FIJO	..... U$S/mes
CARGO POR POTENCIA EN PICO	..... U$S/KW-mes
CARGO POR POTENCIA FUERA PICO	..... U$S/KW-mes
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO	..... U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN RESTO	..... U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN VALLE	..... U$S/KWh

T4 - PEQUEÑAS DEMANDAS RURALES (menos de 10 KW de demanda)

CARGO FIJO	..... U$S/mes
CARGO VARIABLE	..... U$S/KWh

TABLA DE PERDIDAS DE TRANSFORMACION CLIENTES RURALES

5 KVA monofásico	..... KWh/mes
10 KVA monofásico	..... KWh/mes
15 KVA monofásico	..... KWh/mes
16 KVA monofásico	..... KWh/mes
10 KVA trifásico	..... KWh/mes
15 KVA trifásico	..... KWh/mes
16 KVA trifásico	..... KWh/mes

20 KVA trifásico	..... KWh/mes
25 KVA trifásico	..... KWh/mes
30 KVA trifásico	..... KWh/mes
40 KVA trifásico	..... KWh/mes
50 KVA trifásico	..... KWh/mes
63 KVA trifásico	..... KWh/mes
100 KVA trifásico	..... KWh/mes

T5 - SERVICIO DE PEAJE

T5BT - SUMINISTROS EN BAJA TENSIÓN

CARGO FIJO	..... U$S/mes
CARGO POR POTENCIA EN PICO	..... U$S/KW-mes
CARGO POR POTENCIA FUERA PICO	..... U$S/KW-mes
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO	..... U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN RESTO	..... U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN VALLE	..... U$S/KWh

T5MT - SUMINISTROS EN MEDIA TENSIÓN

CARGO FIJO	..... U$S/mes
CARGO POR POTENCIA EN PICO	..... U$S/KW-mes
CARGO POR POTENCIA FUERA PICO	..... U$S/KW-mes
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO	..... U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN RESTO	..... U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN VALLE	..... U$S/KWh

T5AT - SUMINISTROS EN ALTA TENSIÓN

CARGO FIJO	..... U$S/mes
CARGO POR POTENCIA EN PICO	..... U$S/KW-mes
CARGO POR POTENCIA FUERA PICO	..... U$S/KW-mes
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO	..... U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN RESTO	..... U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN VALLE	..... U$S/KWh

RECARGOS POR BAJO COSENO DE FI

SUMINISTROS EN BAJA TENSIÓN	..... U$S/kvarh
SUMINISTROS EN MEDIA TENSIÓN	..... U$S/kvarh
SUMINISTROS EN ALTA TENSIÓN	..... U$S/kvarh

SERVICIO DE REHABILITACION

PARA SERVICIO INTERRUMPIDO POR FALTA DE PAGO

TARIFA T1R	..... U$S

TARIFA T1RE	..... U$S
TARIFA T1G BC y AC	..... U$S
TARIFA T1GE	..... U$S
TARIFA 1AP	..... U$S
TARIFAS 2	..... U$S
TARIFAS 3	..... U$S
TARIFA 4	..... U$S

CARGO POR SERVICIO DE CONEXION

CONEXIONES AEREAS

MONOFASICAS

TARIFA T1R	..... U$S
TARIFA T1RE	..... U$S
TARIFA T1G BC	..... U$S
TARIFA T1G AC	..... U$S
TARIFA T1GE	..... U$S
TARIFA 1AP	..... U$S
TARIFAS 2	..... U$S
TARIFAS 3	..... U$S
TARIFA 4	..... U$S

TRIFASICAS

TARIFA T1R	..... U$S
TARIFA T1RE	..... U$S
TARIFA T1G BC	..... U$S
TARIFA T1G AC	..... U$S
TARIFA T1GE	..... U$S
TARIFA 1AP	..... U$S
TARIFAS 2	..... U$S
TARIFAS 3	..... U$S
TARIFA 4	..... U$S

CONEXIONES SUBTERRANEAS

MONOFASICAS

TARIFA T1R	..... U$S
TARIFA T1RE	..... U$S
TARIFA T1G BC	..... U$S
TARIFA T1G AC	..... U$S
TARIFA T1GE	..... U$S
TARIFA 1AP	..... U$S
TARIFAS 2	..... U$S
TARIFAS 3	..... U$S
TARIFA 4	..... U$S

TRIFASICAS

peT1p: precio de transferencia de la energía en el horario de pico aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T1, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.6.1., expresado en U$S/KWh.

VADE_T1_p: valor unitario de las pérdidas de energía en horario de pico, correspondiente a la tarifa T1, expresado en U$S/KWh.

aR_resto: coeficiente que expresa la participación del consumo de energía de clientes residenciales en el horario de resto respecto del consumo total de energía de esos clientes en las tres bandas horarias ($0 \leq aR_resto \leq 1$).

peT1r: precio de transferencia de la energía en el horario de resto aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T1, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.6.1., expresado en U$S/KWh.

VADE_T1_r: valor unitario de las pérdidas de energía en horario de resto, correspondiente a la tarifa T1, expresado en U$S/KWh.

aR_valle: coeficiente que expresa la participación del consumo de energía de clientes residenciales en el horario de valle respecto del consumo total de energía de esos clientes en las tres bandas horarias ($0 \leq aR_valle \leq 1$).

peT1v: precio de transferencia de la energía en el horario de valle aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T1, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.6.1., expresado en U$S/KWh.

VADE_T1_v: valor unitario de las pérdidas de energía en horario de valle, correspondiente a la tarifa T1, expresado en U$S/KWh.

ppT1: precio de transferencia de la potencia aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T1, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.6.2., expresado en U$S/KW-mes.

TUMA_R3: tiempo de utilización medio anual de los clientes residenciales encuadrados en la tarifa T1R cuyo consumo se encuentra entre más de 200 KWh/mes y hasta 400 KWh/mes, expresado en horas/año.

PERPBT_T1: Coeficiente de transferencia del precio de potencia en el nodo de entrada del distribuidor, al nivel de baja tensión asignado a los clientes encuadrados en la tarifa T1.

VADPT1_tot_R: valor agregado de distribución total asignado a los clientes encuadrados en la Tarifa T1 Residencial (T1R) y Residencial Estacional (T1RE), expresado en U$S/KW-año.

FCI_T1R: factor de coincidencia interno, definido como la relación entre la demanda máxima simultánea de los clientes encasillados en la tarifa T1R y la suma de las demandas máximas de estos clientes ($0 < FCI_T1R < 1$).

VADA_T1: coeficiente mediante el cual se asigna el costo general de administración a la tarifa T1.

TARIFA T1R	..... U$S
TARIFA T1RE	..... U$S
TARIFA T1G BC	..... U$S
TARIFA T1G AC	..... U$S
TARIFA T1GE	..... U$S
TARIFA 1AP	..... U$S
TARIFAS 2	..... U$S
TARIFAS 3	..... U$S
TARIFA 4	..... U$S

SUBANEXO D

NORMAS DE CALIDAD DEL SERVICIO PUBLICO Y SANCIONES

1. INTRODUCCION.

Será responsabilidad de LA CONCESIONARIA prestar el servicio público de distribución de electricidad con un nivel de calidad satisfactorio, acorde con los parámetros establecidos en el presente Subanexo.

Para ello deberá cumplir con las exigencias que aquí se establecen, realizando los trabajos e inversiones necesarias de forma tal de asegurar la prestación del servicio con la calidad mínima indicada.

Las disposiciones referentes a la Calidad de Servicio establecidas en el presente Subanexo serán de aplicación para los suministros tanto a pequeños como a grandes consumidores.

El no cumplimiento de las pautas aquí establecidas dará lugar a la aplicación de sanciones, basadas en el perjuicio económico que le ocasiona al cliente recibir un servicio en condiciones no satisfactorias. Sus montos se calcularán de acuerdo al método que más adelante se describe.

En ningún caso LA CONCESIONARIA podrá invocar el insuficiente abastecimiento de energía eléctrica como eximente de responsabilidad por el incumplimiento de las normas de calidad de servicio.

El **Organismo de Control** será el encargado de supervisar el fiel cumplimiento de las normas de calidad de servicio.

LA CONCESIONARIA tendrá la obligación de efectuar las campañas de relevamiento de información y el cálculo de los indicadores descriptos en el presente Subanexo, poniéndolos a disposición del **Organismo de Control**, para posibilitar la realización de la tarea que en el tema de calidad de servicio le es propia.

Se considera que tanto el aspecto técnico como el comercial del servicio deben reunir condiciones mínimas de calidad; por ello se implementarán controles sobre:

a) Calidad del producto técnico suministrado.

b) Calidad del servicio técnico prestado.

c) Calidad del servicio comercial.

La calidad del producto técnico suministrado se relaciona con el nivel de tensión en el punto de suministro y sus perturbaciones (variaciones rápidas y caídas lentas de tensión y armónicas).

La calidad del servicio técnico involucra la frecuencia y duración media de las interrupciones en el suministro.

Los aspectos del servicio comercial que se controlarán son la correcta atención al cliente en los locales destinados al efecto, los tiempos utilizados para responder a pedidos de conexión, errores en la facturación y facturación estimada, demoras en la atención de las reclamaciones del cliente, tiempos para la restitución de suministros cortados por falta de pago y tramitaciones de quejas.

A fin de adecuar la situación, al momento de la fecha de toma de posesión se definen cuatro (4) etapas con niveles de exigencia crecientes en la calidad de servicio, de acuerdo al cronograma indicado a continuación. La ETAPA PRELIMINAR y la ETAPA DE PRUEBA se utilizarán para poner en marcha los mecanismos de control, no correspondiendo durante las mismas la aplicación de sanciones por incumplimientos de los niveles de Calidad de Servicio.

•ETAPA PRELIMINAR

Regirá a partir de la fecha de toma de posesión, teniendo una duración de seis (6) meses. Servirá para implementar y convenir en forma conjunta con el **Organismo de Control** el método de medición y control de los indicadores de Calidad de Servicio a aplicar en las etapas siguientes, de acuerdo a lo especificado en este Subanexo. Asimismo durante esta etapa se acordará con el **Organismo de Control** el contenido y la forma de intercambio de información para cada una de las campañas de control.

•ETAPA DE PRUEBA

Se contará a partir del mes siete (7) de la fecha de toma de posesión, tendrá una duración de seis (6) meses y servirá para poner en marcha y a prueba el método acordado en la ETAPA PRELIMINAR. Se efectuarán las campañas de relevamiento de información correspondientes y se calcularán los respectivos indicadores, de forma tal de asegurar el inicio de la siguiente etapa, el pleno y eficaz funcionamiento de la totalidad de los mecanismos de relevamiento y control acordados.

•ETAPA DE TRANSICION

Tendrá su inicio a partir del mes trece (13) de la fecha de Toma de Posesión, con una duración de treinta y seis (36) meses, en la que se exigirá el cumplimiento de los indicadores y valores prefijados para esta etapa. La ETAPA DE TRANSICION servirá para permitir a LA CONCESIONARIA la adecuación de sus instalaciones y sistemas de adquisición de información de forma tal de cumplir con las exigencias de calidad de servicio establecidos para la ETAPA DE REGIMEN. Asimismo, durante esta etapa se ajustarán, en forma conjunta con el **Organismo de Control** los métodos de control a aplicar durante la ETAPA DE REGIMEN. Los controles se

efectuarán mediante indicadores globales, y el incumplimiento de los mismos dará lugar a la aplicación de las sanciones previstas en el punto 5 de este Subanexo.

•ETAPA DE REGIMEN

A partir del mes número cuarenta y nueve (49), contado a partir de la fecha de Toma de Posesión, se iniciará la denominada ETAPA DE REGIMEN, en la que se controlará la prestación del servicio a nivel de cada suministro. Para esta etapa LA CONCESIONARIA deberá contar con sistemas de adquisición y tratamiento de información adecuados que posibiliten al **Organismo de Control** efectuar los controles previstos en el Contrato de Concesión. En los casos de verificarse apartamientos en los indicadores de calidad a los límites establecidos, el **Organismo de Control** aplicará las sanciones previstas en el punto 5 de este Subanexo.

En todos los casos se tolerará hasta un determinado límite las variaciones de tensión, la cantidad de interrupciones y la duración media de cada una de ellas. En los suministros en que se excedan estos valores, el **Organismo de Control** sancionará a LA CONCESIONARIA según corresponda. El monto de la sanción será reintegrado a los clientes como un crédito en la facturación inmediatamente posterior al período de control, cuyo monto será proporcional a la totalidad de la energía suministrada en condiciones no satisfactorias o a la energía no suministrada.

La tarea de relevamiento de la información necesaria para la determinación de los indicadores de calidad en las diversas etapas de control, será responsabilidad de LA CONCESIONARIA, y permitirá al **Organismo de Control** supervisar el cumplimiento de las condiciones pactadas. La tarea de relevamiento comprenderá :

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

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

- Organización de bases de datos auditables con información comercial referente a :
  - conexiones
  - suspensiones y restablecimiento de suministros cortados por falta de pago
  - reclamaciones de los clientes
  - facturación estimada
  - quejas
  - transgresiones (toda violación al reglamento de suministro y conexión que no implique hurto y/o defraudación)
  - toda otra información que el **Organismo de Control** considere necesaria

La totalidad de la información relevada en las diversas etapas referente a los controles de la calidad del servicio deberá remitirse al **Organismo de Control** en soporte magnético, con

software y formatos de archivos uniformes, previamente acordados.

2. CALIDAD DEL PRODUCTO TECNICO

Los aspectos de calidad del producto técnico que se controlarán son el nivel de tensión y las perturbaciones, siendo LA CONCESIONARIA responsable de efectuar las mediciones correspondientes, y el procesamiento de los datos relevados.

Los períodos de control serán semestrales, y las sanciones por incumplimiento a los parámetros de calidad definidos en este punto serán abonadas a los clientes mediante un crédito en la facturación inmediatamente posterior al período de control.

En el caso en que algún cliente solicitara una prestación con un nivel de Calidad del Producto Técnico menor a la especificada en el presente Subanexo, la misma deberá ser acordada entre las partes mediante la celebración de contratos que especifiquen las condiciones diferenciales en la calidad de la prestación.

2.1. Nivel de Tensión

En la ETAPA DE TRANSICION y la ETAPA DE REGIMEN se efectuarán controles de los niveles de tensión. Si como resultado de los mismos se detectara el incumplimiento de los niveles de tensión admisibles para la etapa correspondiente, durante un tiempo superior al tres por ciento (3%) del período en que se efectúe la medición, LA CONCESIONARIA estará sujeta a la aplicación de sanciones.

Las sanciones las pagará LA CONCESIONARIA a los clientes afectados por la mala calidad de la tensión, mediante un crédito en la facturación inmediatamente posterior al período en que se detectó el incumplimiento.

Los clientes afectados por la mala calidad del nivel de tensión serán los abastecidos por las instalaciones donde se ha dispuesto la medición (estaciones transformadoras AT/MT, centros de transformación MT/BT o puntos de suministro según corresponda a la etapa en desarrollo).

Para los casos en que el punto de medición corresponda a un conjunto de clientes, el monto total de la sanción se repartirá entre los clientes afectados de acuerdo a la participación del consumo de energía de cada uno respecto del conjunto.

Las sanciones se calcularán valorizando la totalidad de la energía entregada con niveles de tensión fuera de los límites permitidos en función de los valores indicados en las tablas I y II correspondientes a cada una de las etapas definidas en el punto 5.5.1.

Para conocer la energía suministrada en malas condiciones de calidad se deberá medir, simultáneamente con el registro de la tensión, la demanda que abastece la instalación donde se está efectuando la medición de tensión. Para las mediciones realizadas en los puntos de

suministro se podrá determinar la demanda en función de lecturas del medidor de energía utilizado para la facturación.

Durante la ETAPA PRELIMINAR el **Organismo de Control** deberá aprobar el equipamiento de medición a utilizar por LA CONCESIONARIA.

LA CONCESIONARIA presentará un informe semestral al **Organismo de Control** indicando el grado de cumplimiento de las mediciones indicadas por ésta y los resultados de las mismas. En los casos en que existieran apartamientos a los límites admisibles, deberá incluir en el informe los montos de las sanciones correspondientes y especificar los clientes afectados.

A los efectos de la supervisión, el **Organismo de Control** podrá exigir presentaciones periódicas a fin de verificar el grado de cumplimiento de las mediciones indicadas.

2.1.1. Etapa de Transición

Las variaciones porcentuales de la tensión admitidas en esta etapa, con respecto al valor de la tensión nominal, se indican a continuación:

ALTA TENSION	**± 7,0 %**
MEDIA TENSION	**± 10,0 %**
BAJA TENSION	**± 10,0 %**
Para las zonas Rurales se admitirá, en el punto de suministro, hasta :	**± 13,0 %**

Son obligaciones de LA CONCESIONARIA, en esta etapa:

- Efectuar un control periódico de las tensiones de salida de todas las barras, en todas las subestaciones AT/MT.

- Efectuar mensualmente el registro de tensión en las barras de Baja Tensión de al menos el tres por ciento (3%) de los centros de transformación MT/BT de LA CONCESIONARIA, durante un período no inferior a siete (7) días corridos. Conjuntamente con el registro de tensión se deberá registrar la potencia entregada, de forma tal de permitir la determinación de la energía suministrada en condiciones de tensión deficientes. La selección mensual de los centros de transformación MT/BT sobre los cuales se efectuarán las mediciones será realizada por el **Organismo de Control** de forma tal de asegurar la medición en el tres por ciento (3 %) de los Centros de Transformación, en función de una base de datos con las características y ubicación física de los mismos que LA CONCESIONARIA remitirá en forma semestral al **Organismo de Control**.

- Efectuar un registro mensual del nivel de tensión en el punto de suministro del 0,005 % de los clientes de Pequeñas Demandas y del uno por ciento (1%) de los clientes de las Tarifas T2, T3 y T5, no pudiendo resultar esta cantidad inferior a diez (10) registros mensuales. Los puntos de medición serán seleccionados por el **Organismo de Control** y el período de

medición no podrá ser inferior a siete (7) días corridos.
Para la determinación del 0,005 % de los clientes sobre los que se efectuarán las mediciones, LA CONCESIONARIA informará en forma semestral al **Organismo de Control** la identificación de clientes en su área de prestación de servicio.

Asimismo, a partir del mes treinta y seis (36) de la fecha de Toma de Posesión, LA CONCESIONARIA tendrá la obligación de efectuar una campaña de relevamiento de curvas de carga para cada tipo de cliente, la que deberá ser coordinada con el **Organismo de Control**.

2.1.2 Etapa de Régimen

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

ALTA TENSION	**± 7,0 %**
MEDIA TENSION	**± 8,0 %**
BAJA TENSION	**± 8,0 %**
Para las zonas Rurales se admitirá, en el punto de suministro, hasta :	**± 12,0 %**

Los niveles de tensión se determinarán mediante campañas de medición, que permitirán adquirir y procesar información sobre curvas de carga y nivel de la tensión en suministros, Centros de Transformación MT/BT y en distintos puntos de la red.

El **Organismo de Control** diseñará las campañas de medición en forma conjunta con LA CONCESIONARIA, en función de la experiencia recabada durante la ETAPA DE TRANSICION. Las campañas serán implementadas por LA CONCESIONARIA, la que además procesará la información adquirida y la remitirá al **Organismo de Control**.

2.2. Perturbaciones

Las perturbaciones que se controlarán son las variaciones rápidas de tensión (flicker), las caídas lentas de tensión y las armónicas.
LA CONCESIONARIA será responsable de mantener, para cada tipo de perturbación, un nivel razonable de compatibilidad, definido como Nivel de Referencia, que tiene un cinco por ciento (5%) de probabilidad de ser superado. Dichos valores serán analizados en forma conjunta por LA CONCESIONARIA y el **Organismo de Control** durante la ETAPA DE TRANSICIÓN, en base a las normas internacionales. Los valores definitivos serán aprobados por el **Organismo de Control**, teniendo vigencia a partir del comienzo del período definido como ETAPA DE RÉGIMEN.

LA CONCESIONARIA deberá arbitrar los medios conducentes a:

- Fijar los límites de emisión (niveles máximos de perturbación que un aparato puede generar o inyectar en el sistema de alimentación) para el equipamiento tanto propio como utilizado por los clientes ubicados dentro de su área de concesión, compatibles con los valores internacionales reconocidos.

- Impulsar, conjuntamente con el **Organismo de Control**, la aprobación de normas de fabricación que contemplen los límites de emisión fijados.

- Promover, conjuntamente con el **Organismo de Control**, la adquisición de equipamiento eléctrico por parte de los clientes que se ajuste a los límites de emisión fijados.

- Controlar a los Grandes Clientes, a través de límites de emisión fijados por contrato.

En este contexto, LA CONCESIONARIA podrá penalizar a los clientes que excedan los límites de emisión fijados, hasta llegar a la interrupción del suministro. En ambos casos deberá contar con la aprobación del **Organismo de Control**.

Durante la ETAPA DE REGIMEN tendrán aplicación los valores de compatibilidad que se hubieran acordado entre LA CONCESIONARIA y el **Organismo de Control**. Estos valores se medirán de acuerdo al método y en los lugares que se hayan acordado entre las partes.

Los valores y forma de penalización a los clientes que no cumplan con los límites de emisión fijados deberán ser propuestos por LA CONCESIONARIA, y aprobados por el **Organismo de Control**.

En caso de que LA CONCESIONARIA no efectuara acciones sobre los clientes, tendientes a mantener los valores de emisión dentro de los límites establecidos, podrá ser sancionada por el **Organismo de Control**.

A partir del sexto año de la fecha de Toma de Posesión, LA CONCESIONARIA deberá haber implementado un sistema, que asegure un nivel de calidad de la tensión suministrada acorde con lo especificado por normas internacionales de validez reconocida, tales como las IEC, y tendrá implementado métodos o procedimientos que permitan al **Organismo de Control** su verificación.

3. CALIDAD DEL SERVICIO TECNICO

Las condiciones de Calidad del Servicio Técnico especificadas en el presente documento se corresponden con suministros abastecidos por una única alimentación. LA CONCESIONARIA no está obligada a la prestación de un servicio eléctrico de reserva. En caso de requerirse dicho servicio, o cualquier otra condición de calidad de servicio diferente a la contemplada con carácter general, se deberán acordar entre las partes las condiciones particulares de calidad, mediante la celebración de contratos.

La Calidad del Servicio Técnico prestado se evaluará en base a la frecuencia de interrupciones y

a la duración de cada una de ellas en función de los siguientes indicadores:

a)Frecuencia de interrupciones (cantidad de veces en un período determinado que se interrumpe el suministro a un cliente).
b)Duración de cada interrupción (tiempo total sin suministro para cada interrupción).

En este Subanexo se establecen los valores máximos admitidos para cada indicador en las distintas etapas de control. En caso de excederse de dichos valores se aplicarán las sanciones descriptas en el punto 5.5.2. del presente.

Para la ETAPA DE PRUEBA LA CONCESIONARIA efectuará el relevamiento de la información necesaria para la determinación de los indicadores, y efectuará el cálculo de los mismos, ajustando el método con el **Organismo de Control**. En esta etapa no se aplicarán sanciones.
Durante la ETAPA DE TRANSICION se efectuarán controles en función a indicadores globales para LA CONCESIONARIA. El relevamiento de información y cálculo se efectuará de forma tal que los indicadores determinados representen en la mejor forma posible el nivel de interrupciones y la duración de cada una de ellas vistas por los clientes. Para los clientes con suministros en media tensión o un nivel superior, se determinarán indicadores individuales por cliente.

En la ETAPA DE REGIMEN los indicadores se calcularán a nivel de cliente, de forma tal de determinar la cantidad de interrupciones y la duración de cada una de ellas soportada por cada cliente.

En todos los casos el período de control será semestral, y en caso de detectarse un apartamiento a los valores límites establecidos para las ETAPAS DE TRANSICIÓN Y RÉGIMEN, corresponderá la aplicación de sanciones, las cuales serán reintegradas a los clientes como un crédito en la facturación del semestre inmediato posterior al de control.

Para la determinación de los indicadores se computarán todas las interrupciones superiores a tres (3) minutos que originen la suspensión del suministro de energía eléctrica a algún cliente o al conjunto de ellos, ya sea que las mismas sean programadas o intempestivas. No se computarán para el cálculo las interrupciones inferiores e iguales a tres (3) minutos.

3.1. Calidad del Servicio Técnico en la Etapa de Transición

Durante la ETAPA DE TRANSICION, y para los clientes cuyo suministro sea en baja tensión, se controlará la calidad del servicio técnico en base a indicadores que reflejen la frecuencia y el tiempo medio que queda sin servicio la red de distribución de cada prestador del servicio de distribución. Si los indicadores determinados superaran los límites establecidos, el prestador del servicio de distribución en dicha área será sancionado de acuerdo a lo estipulado en el punto 5.5.2. del presente documento.

Será responsabilidad de LA CONCESIONARIA efectuar el relevamiento y registro de las

interrupciones, y la determinación de los correspondientes indicadores. El registro de las interrupciones se deberá efectuar mediante un sistema informático, el cual deberá ser desarrollado durante la ETAPA PRELIMINAR y probado y ajustado durante la ETAPA DE PRUEBA. Con anterioridad a su utilización durante la ETAPA DE TRANSICION, deberá contar con la aprobación del **Organismo de Control**.

La ETAPA DE TRANSICION se subdividirá en tres (3) subetapas de un (1) año de duración cada una, las que tendrán vigencia de acuerdo al siguiente detalle:

- Subetapa 1, desde el inicio del mes número trece (13) contado a partir de la fecha de Toma de Posesión, y hasta la finalización del mes número veinticuatro (24), contado desde la misma fecha.

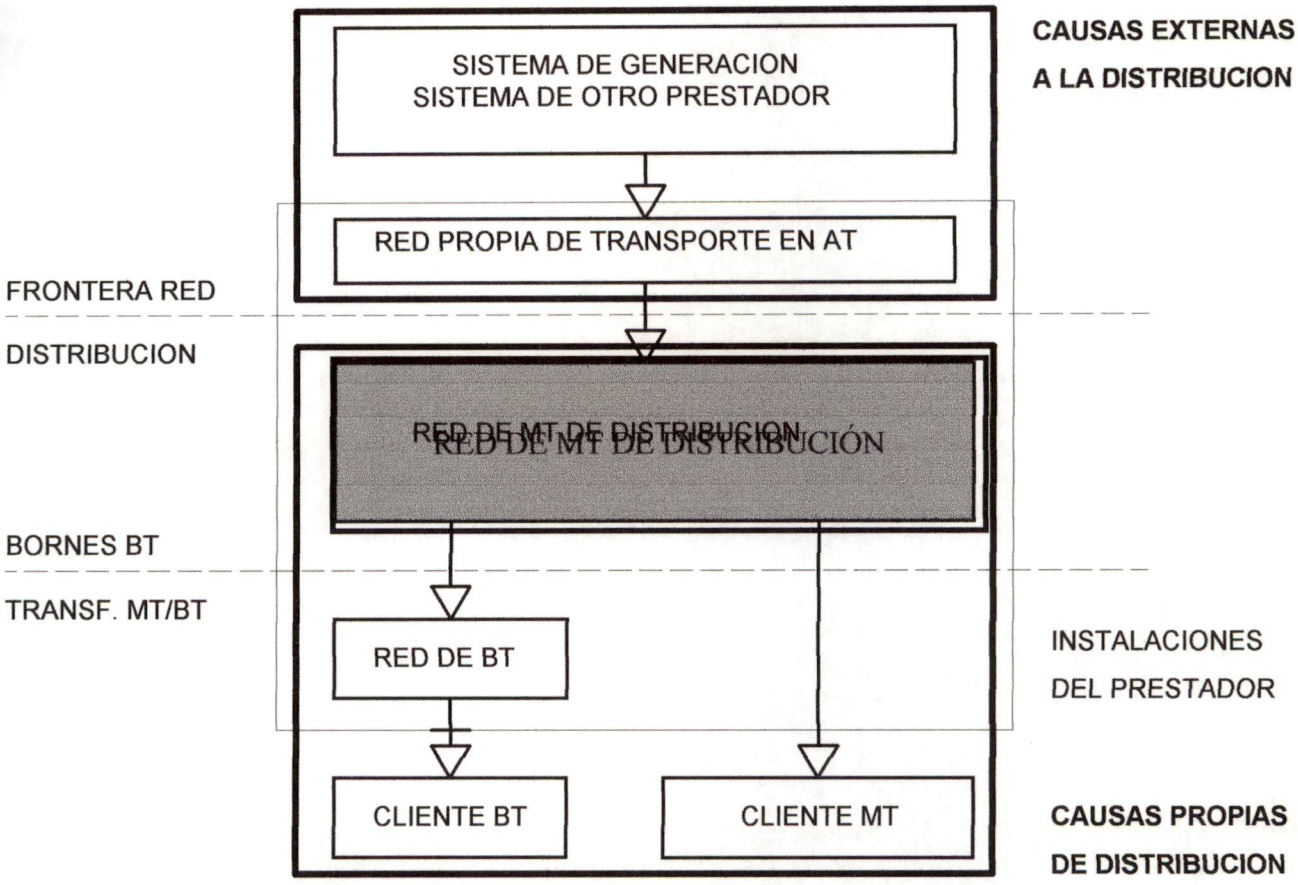
- Subetapa 2, desde el inicio del mes número veinticinco (25) contado a partir de la fecha de Toma de Posesión, hasta la finalización del mes número treinta y seis (36), contado desde la misma fecha.

- Subetapa 3, desde el inicio del mes número treinta y siete (37), contado a partir de la fecha de Toma de Posesión, hasta la finalización del mes número cuarenta y ocho (48), contado desde la misma fecha.

Para la determinación de los indicadores se computarán todas las interrupciones que afecten la Red de Media Tensión de Distribución, independientemente si la causa inicial proviene de las propias instalaciones del prestador, o si su origen es externo al mismo, ya sea que provenga de la instalación de un cliente de Media o Baja Tensión, de otro prestador del servicio de distribución o transmisión, o del sistema de generación.

Durante esta etapa no se computarán las interrupciones originadas en la red de Baja Tensión que queden circunscriptas en la misma, es decir aquellas que no produzcan la salida de servicio del Centro de Transformación MT/BT al que pertenezcan.

Los límites de la red sobre la cuál se calcularán los indicadores son, por un lado la botella terminal del alimentador MT en la subestación AT/MT, y por el otro, los bornes BT del transformador de rebaje MT/BT.



La determinación de los indicadores se deberá discriminar por causa que originó la interrupción, agrupándose en Causas Propias de Distribución, y Causas Externas a la Distribución, entendiéndose por estas últimas a todas las interrupciones originadas en las instalaciones de otro prestador del servicio de distribución o transporte, sus propias redes que cumplan la función de transporte en Alta Tensión, o las referentes al sistema de generación.

A estos efectos se considerarán los niveles de tensión de suministro definidos en el SUBANEXO A "RÉGIMEN TARIFARIO Y NORMAS DE APLICACIÓN DEL CUADRO TARIFARIO".

En caso de superarse los límites establecidos para cada indicador, discriminado por Causas Propias De Distribución, y Causas Externas a la Distribución, corresponderá la aplicación de las sanciones previstas en el punto 5.5.2.

Se indica a continuación un cuadro de causas de interrupción, las cuales deberán tener un código para su agrupamiento y cómputo.

		Climáticas
		Ambientales
		Terceros

PROPIAS DE DISTRIBUCION	FORZADAS	Propias Red MT
		Red de BT
		Cliente MT
		Otras
	PROGRAMADAS	Mantenimiento
		Ampliaciones
		Maniobras
		Otras
EXTERNAS A LA DISTRIBUCION.		Sistema propio de Transporte en AT
		Otro prestador de Distribución
		Otro prestador de Transporte
		Sistema de Generación
		Restricción de carga
		Otras

Para el cálculo de los indicadores se computarán tanto las interrupciones como el déficit en el abastecimiento originado en los sistemas de generación y transporte. Solo se excluirán del cómputo aquellas interrupciones que tengan origen en causas de fuerza mayor las cuales deberán ser acreditadas en los tiempos y mediante los procedimientos aprobados por el **Organismo de Control**.

LA CONCESIONARIA hará presentaciones semestrales al **Organismo de Control** con los resultados de su gestión en el semestre inmediato anterior, especificando las interrupciones y los indicadores de control resultantes y el monto de las sanciones en caso de corresponder. El **Organismo de Control** podrá auditar cualquier etapa del proceso de determinación de indicadores, como así también exigir presentaciones periódicas de los registros de interrupciones.

A los efectos del control, LA CONCESIONARIA efectuará presentaciones mensuales al **Organismo de Control** con los registros de las interrupciones efectuadas.

Los indicadores que se calcularán son:

- Indices de interrupción por KVA nominal instalado (frecuencia media de interrupción - FMIK y duración media de interrupción - DMIK).

- Indices de interrupción adicionales (frecuencia media de interrupción por transformador - FMIT, duración media de interrupción por transformador - DMIT, tiempos totales de primera y última reposición y energía media indisponible).

- Indices de interrupción por cada 100 Km de línea y 100 Centros de Transformación MT/BT

Los índices de interrupción por KVA serán los controlados. El resto se determinará con fines estadísticos.

En caso de excederse de los límites alguno de los indicadores controlados, se calculará la Energía No Suministrada para la determinación de la sanción.

A continuación se describen los indicadores, el método de cálculo y los valores admitidos.

3.1.1. Indices de Interrupción por KVA Nominal Instalado

Los índices a calcular tanto para Causas Propias de Distribución como para Causas Externas a la Distribución, son los siguientes:

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

b) DMIK - **Duración media de interrupción por KVA** instalado (en un período determinado representa el tiempo medio en que el KVA promedio no tuvo servicio).

Se calcularán de acuerdo a las siguientes expresiones:

a) $FMIK = \sum_i kVAfs_i / kVAinst$

donde:

$\sum_i$: sumatoria de todas las interrupciones del servicio por la causa considerada, en el semestre que se está controlando.

$kVAfs_i$: cantidad de KVA nominales fuera de servicio en cada una de las interrupciones i.

$kVAinst$: cantidad de KVA nominales instalados.

b) $DMIK = \sum_i kVAfs_i \times Tfs_i / \sum_i kVA\,fs_i$

donde:

Tfs_i: Tiempo que han permanecido fuera de servicio los KVA nominales KVAfs, durante cada una de las interrupciones i.

Los valores límite admitidos para estos índices, que se discriminan en función de las causas de la interrupción, de la subetapa correspondiente, son los siguientes:

SUB ETAPA	CAUSA	INDICE	SERVICIO DE DISTRIBUCION A	SERVICIO DE DISTRIBUCION B
	PROPIAS DE	LFMIKP	6	8
1	DISTRIBUCION	LDMIKP	1.5	1.7
		Ksf	1.00	1.00
		Ksd	1.00	1.00
	EXTERNAS A LA	LFMIKE	7	7
	DISTRIBUCION	LDMIKE	2	2
		Ksf	1.00	1.00
		Ksd	1.00	1.00
	PROPIAS DE	LFMIKP	5	7
2	DISTRIBUCION	LDMIKP	1.3	1.5
		Ksf	1.20	1.14
		Ksd	1.15	1.13
	EXTERNAS A LA	LFMIKE	6	6
	DISTRIBUCION	LDMIKE	1.3	1.3
		Ksf	1.16	1.16
		Ksd	1.54	1.54
	PROPIAS DE	LFMIKP	4	5
3	DISTRIBUCION	LDMIKP	1.1	1.3
		Ksf	1.5	1.60
		Ksd	1.36	1.31
	EXTERNAS A LA	LFMIKE	4	4
	DISTRIBUCION	LDMIKE	1.2	1.2
		Ksf	1.75	1.75
		Ksd	1.66	1.66

donde:

Servicio de Distribución Tipo A es aquel que está vinculado a la red de transporte en alta tensión a través de la correspondiente Estación Transformadora AT/MT.

Servicio de Distribución Tipo B es aquel que está vinculado a la red de transporte en alta tensión a través del sistema de distribución interurbano y de las Estaciones de Transformación correspondiente a cada etapa.

Aquel Servicio de Distribución que posea ambas formas de conexión al sistema de Transporte se lo considerará en todos los casos como Servicio de Distribución tipo A.
En caso de haberse excedido alguno de los Índices por Causas Propias de Distribución, se determinará la Energía No Suministrada por esta causa mediante las siguientes expresiones:

a) Caso en que se excedan ambos índices:

$$ENSp = (FMIKp \times DMIKp - LFMIKp \times LDMIKp) \times ETF / 4380$$

b) Caso en que se exceda el índice FMIKp:

$$ENSp = (FMIKp \times LDMIKp - LFMIKp \times LDMIKp) \times Ksd \times ETF / 4380$$

c) Caso en que se exceda el índice DMIKp:

$$ENSp = (LFMIKp \times DMIKp - LFMIKp \times LDMIKp) \times Ksf \times ETF / 4380$$

donde:

ENSp : Energía No Suministrada por causas propias, en KWh

ETF: Energía Total facturada en el semestre de control, en KWh

Ksd : Coeficiente de subetapa para el índice D

Ksf : Coeficiente de subetapa para el índice F

En caso de haberse excedido alguno de los Índices por Causas Externas a la Distribución, se determinará la Energía No Suministrada por ésta causa mediante las siguientes expresiones:

a) Caso en que se exceda ambos índices:

$$ENSe = (FMIKe \times DMIKe - LFMIKe \times LDMIKe) \times ETF / 4380$$

b) Caso en que se exceda el índice FMIKe:

$$ENSe =(FMIKe \times LDMIKe - LFMIKe \times LDMIKe) \times Ksd \times ETF / 4380$$

c) Caso en que se exceda el índice DMIKe:

$$ENSe = (LFMIKe \times DMIKe - LFMIKe \times LDMIKe) \times Ksf \times ETF / 4380$$

donde:

ENSe : Energía No Suministrada por causas externas, en KWh

ETF : Energía Total facturada en el semestre de control, en KWh

Ksd : Coeficiente de subetapa para el índice D

Ksf : Coeficiente de subetapa para el índice F

Los valores de Energía no suministrada serán utilizados para la determinación de las sanciones de acuerdo a lo indicado en el punto 5.5.2.

3.1.2. Indices de Interrupción Adicionales

Complementariamente a los indicadores controlados descriptos en el punto 3.1.1., LA CONCESIONARIA deberá calcular los indicadores adicionales que aquí se indican tanto para Causas Propias del Sistema de Distribución, como para Causas Externas a la Distribución, e informar al **Organismo de Control** sobre los resultados semestrales. No se fijarán límites o topes para ellos, ni generarán la aplicación de sanciones.

Se considerará como primera reposición a la primer maniobra sobre la red afectada por una interrupción que permite restablecer el servicio en parte o la totalidad de la misma.

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

Se calcularán los siguientes índices :

a) FMIT - **Frecuencia media de interrupción por transformador** instalado (en un período determinado representa la cantidad de veces que el transformador promedio sufrió una interrupción de servicio). Se calculará de acuerdo a la siguiente expresión:

$$FMIT = \sum_i Qfs_i / Qinst$$

donde:

$\sum_i$: sumatoria de todas las interrupciones del servicio por la causa considerada, en el semestre que se está controlando.

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

$Qinst$: cantidad de transformadores instalados.

b)DMIT - **Duración media de interrupción por transformador** instalado (en un período determinado representa el tiempo medio en que el transformador promedio no tuvo servicio). Se calculará mediante la siguiente expresión:

$$DMIT = \sum_i Qfs_i \times Tfs_i / \sum_i Qfs_i$$

donde:

$\sum_i$: sumatoria de todas las interrupciones del servicio por la causa considerada, en el semestre que se está controlando.

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

$Qinst$: cantidad de transformadores instalados.

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

c) TPRT - **Tiempo medio de primera reposición por transformador**. Se calculará considerando solamente los transformadores repuestos al servicio, a posteriori de la interrupción, en la primera maniobra de reposición de acuerdo a la siguiente expresión:

$$TPRT = \sum_i Qrsp_i \times Tfsp_i / Qinst$$

donde:

$\sum_i$: sumatoria de todas las interrupciones del servicio por la causa considerada, en el semestre que se está controlando.

$Qrsp_i$: cantidad de transformadores repuestos al servicio en la primera reposición, en cada una de las interrupciones i.

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

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

$$TPRK = \sum_i kVArsp_i \times Tfsp_i / \sum_i kVArsp_i$$

donde:

$\sum_i$: sumatoria de todas las interrupciones del servicio por la causa considerada, en el semestre que se está controlando.

$kVArsp_i$: cantidad de KVA nominales repuestos al servicio en la primera reposición, en cada una de las interrupciones i.

$Tfsp_i$: Tiempo fuera de servicio de los KVA nominales repuestos al servicio en la primera etapa de reposición, en cada una de las interrupciones i.

e) TURT - **Tiempo medio de última reposición por transformador**. Se calculará considerando solamente los transformadores involucrados en la última reposición que permite reponer el servicio a todos los clientes afectados por la interrupción del suministro, de acuerdo a la siguiente expresión:

$$TURT = \sum_i Qrsu_i \times Tfsu_i \Big/ \sum_i Qrsu_i$$

donde:

$\sum_i$: sumatoria de todas las interrupciones del servicio por la causa considerada, en el semestre que se está controlando.

$Qrsu_i$: cantidad de transformadores repuestos al servicio con la última reposición, en cada interrupción i.

$Tfsu_i$: Tiempo fuera de servicio de los transformadores repuestos al servicio con la última reposición, en cada interrupción i.

f) TURK - **Tiempo medio de última reposición por KVA nominal**. Se calculará considerando solamente los KVA nominales involucrados en la última reposición que permite restablecer el servicio a todos los clientes afectados por la interrupción del suministro, de acuerdo a la siguiente expresión:

$$TURK = \sum_i kVArsu_i \times Tfsu_i \Big/ \sum_i kVArsu_i$$

donde:

$\sum_i$: sumatoria de todas las interrupciones del servicio por la causa considerada, en el semestre que se está controlando.

$kVArsu_i$: cantidad de KVA nominales repuestos al servicio con la última reposición, en cada interrupción i.

$Tfsu_i$: Tiempo fuera de servicio de los KVA nominales repuestos al servicio con la con la última reposición, en cada interrupción i.

g) ENI - **Energía nominal indisponible.**

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

$$ENI = \sum_i kVAfs_i \times Tfs_i$$

donde:

$\sum_i$: sumatoria de todas las interrupciones del servicio por la causa considerada, en el semestre que se está controlando.

$kVAfs_i$: cantidad de KVA nominales fuera de servicio en cada una de las interrupciones i.

Tfs_i: Tiempo que han permanecido fuera de servicio los KVA nominales kVAfs, durante cada una de las interrupciones i.

3.1.3. Indices de Interrupción por cada cien (100) km de línea y cien (100) Centros de Transformación MT/BT

LA CONCESIONARIA calculará un índice de interrupción por cada cien (100) km de línea aérea rural, línea aérea urbana, y red subterránea. Asimismo determinará un índice de interrupción por cada 100 Centros de Transformación MT/BT.

3.1.4. Indices para Usuarios con suministros en Media y Alta Tensión

Para el caso de clientes cuyo suministro sea realizado en el nivel de Media Tensión o uno superior no se aplicarán los indicadores globales descriptos anteriormente, sino que se controlará la calidad de servicio en función de indicadores individuales de acuerdo a lo descripto en el punto 3.2. para la ETAPA DE REGIMEN, siendo los límites admisibles para esta ETAPA DE TRANSICION los siguientes.

USUARIO	LIMITE SEMESTRAL	SERVICIO DE DISTRIBUCION A	SERVICIO DE DISTRIBUCION B
SUMINISTRO EN	FRECUENCIA	3,0	-
RED DE A.T.	DURACION	2,0	-
SUMINISTRO EN	FRECUENCIA	5,0	6,0
RED DE M.T.	DURACION	3,0	3,0

FRECUENCIA: Límite de Frecuencia de Interrupciones en el semestre.

DURACION: Límite de tiempo admisible por interrupción en horas.

Si en el semestre controlado, algún cliente sufriera más interrupciones que las admisibles, o estuviera sin suministro mas tiempo que el preestablecido, se calculará la Energía No Suministrada en función del consumo del cliente durante el semestre de control, de acuerdo a la siguiente expresión:

$$ENS_u = (\sum_i DIfsi) \times ETF_u / 4380$$

ENS_u : Energía No Suministrada al cliente en KWh

ETF_u: Energía Total facturada al cliente en el semestre de control, en KWh

$DIfs_i$: Duración de cada interrupción (i) en horas

A los efectos del cálculo del tiempo total de interrupción interviniente en la expresión anterior, se tomará en cuenta lo siguiente:

Sobre la base del total de las interrupciones acontecidas en el perìodo de medición, se reconocerán las N primeras interrupciones cuya duración esté por debajo del límite de tiempo fijado, es decir, no se las considerará a los efectos del cálculo de la penalización.
Siendo N y el límite de tiempo fijado, los correpondientes a Frecuencia y Duración de la tabla anterior, para cada tipo de Servicio de Distribución.

Los valores de Energía No Suministrada serán utilizados para la determinación de sanciones de acuerdo a lo indicado en el punto 5.5.2.

En el caso de tratarse de clientes de la función técnica de transporte solo se computarán las interrupciones que tengan origen en causas propias de distribución y en el sistema propio de transporte en alta tensión.

3.2. Calidad del Servicio Técnico en la Etapa De Régimen

Durante la ETAPA DE REGIMEN, la calidad del servicio técnico se controlará al nivel de suministro a cada cliente, debiendo disponer LA CONCESIONARIA de los sistemas que posibiliten la gestión de la totalidad de la red, y la adquisición y procesamiento de información de forma tal de asegurar los niveles de calidad, y la realización de controles previstos para la presente etapa.

Se computarán la totalidad de las interrupciones que afecten a los clientes, siendo los valores máximos admitidos para esta etapa, para cada cliente, los siguientes:

USUARIO	LIMITE SEMESTRAL	SERVICIO DE DISTRIBUCION A	SERVICIO DE DISTRIBUCION B
SUMINISTRO EN	FRECUENCIA	3,0	-
RED DE A.T.	DURACION	1,0	-
SUMINISTRO EN	FRECUENCIA	4,0	5,0
RED DE M.T.	DURACION	2,0	2,0
SUMINISTRO EN	FRECUENCIA	5,0	6,0
RED DE B.T.	DURACION	3,0	3,0

FRECUENCIA: Límite de Frecuencia de Interrupciones en el semestre.

DURACION: Límite de tiempo admisible por interrupción en horas.

Si en el semestre controlado, algún cliente sufriera más interrupciones que las admisibles, o estuviera sin suministro mas tiempo que el preestablecido, se calculará la Energía No Suministrada en función del consumo del cliente durante el semestre de control, de acuerdo a la siguiente expresión:

$$ENS_u = (\sum_i DIfs_i \times Ki) \times ETF_u / 4380$$

ENS_u : Energía No Suministrada al cliente en KWh

ETF_u: Energía Total facturada al cliente en el semestre de control, en KWh

$DIfs_i$: Duración de cada interrupción (i) en horas

Ki : Factor representativo de las curvas de carga de cada categoría tarifaria. Tendrá valores comprendidos entre 0.5 y 1.5.

A los efectos del cálculo del tiempo total de interrupción interviniente en la expresión anterior, se tomará en cuenta lo siguiente:

Sobre la base del total de las interrupciones acontecidas en el perìodo de medición, se reconocerán las N primeras interrupciones cuya duración esté por debajo del límite de tiempo fijado, es decir, no se las considerará a los efectos del cálculo de la penalización.

Siendo N y el límite de tiempo fijado, los correpondientes a Frecuencia y Duración de la tabla anterior, para cada tipo de Servicio de Distribución.

El *Ki* tendrá un valor para cada hora del día y será determinado por el **Organismo de Control,** luego que LA CONCESIONARIA realice las mediciones y obtenga la curva de carga para cada tarifa durante la Etapa de Transición. Todo lo concerniente a la determinación de las curvas de carga, será acordado entre el **Organismo de Control** y LA CONCESIONARIA.

Los valores de Energía No Suministrada serán utilizados para la determinación de sanciones de acuerdo a lo indicado en el punto 5.5.2.

En el caso de tratarse de clientes de la función técnica de transporte solo se computarán las interrupciones que tengan origen en causas propias de distribución y en el sistema propio de transporte en alta tensión.

El sistema de gestión de red, que deberá disponer LA CONCESIONARIA, y que permita asegurar la calidad del servicio técnico a nivel del suministro al cliente, deberá como mínimo almacenar la siguiente información :

- Datos de las interrupciones de la red, indicando inicio y fin de la mismas, equipos afectados, y equipos operados a consecuencia de la interrupción a fin de reponer el suministro (modificaciones transitorias al esquema operativo de la red).

- Esquema de alimentación de cada cliente, de forma tal que permita identificar los clientes afectados ante cada interrupción en cualquier punto de la red. La información deberá contemplar las instalaciones que abastecen a cada cliente con el siguiente grado de agregación.

    - alimentador BT
    - centro de transformación MT/BT
    - alimentador MT
    - transformador AT/MT
    - subestación AT/MT
    - red AT

El sistema deberá permitir el intercambio de información con los archivos de facturación, de forma tal de posibilitar el cálculo de la energía no suministrada a cada uno de los clientes a los efectos de la aplicación de las sanciones señaladas en el punto 5.5.2. del presente.

4. CALIDAD DEL SERVICIO COMERCIAL

LA CONCESIONARIA deberá extremar sus esfuerzos para brindar a sus clientes una atención comercial satisfactoria, facilitando las tramitaciones que deban realizar los clientes, atendiendo y dando adecuada solución a las reclamaciones recibidas, y disponiendo de un centro de atención telefónica para la recepción de reclamos por falta de suministro las veinticuatro (24) horas del día.

Para el cumplimiento de lo enunciado precedentemente deberán ajustarse, a partir del inicio de la ETAPA DE TRANSICION con lo indicado en el presente punto 4., debiendo durante la ETAPA DE PRUEBA poner en marcha los mecanismos y ajustarlos con el **Organismo de Control** hasta su aprobación.

Al inicio de la ETAPA DE REGIMEN, LA CONCESIONARIA deberá haber implementado sistemas de telegestión de trámites comerciales para perfeccionar la atención al público y reducir la afluencia del mismo a los Locales de Atención.

A partir del inicio de la ETAPA DE PRUEBA, LA CONCESIONARIA deberá presentar informes trimestrales, con desagregación mensual, sobre los parámetros comerciales indicados en 4.2. Tratamiento de Reclamaciones, 4.4. Conexiones, 4.5. Facturación Estimada, 4.6.

Suspensión del Suministro por Falta de Pago, y 4.7. Quejas.

En los casos en que se verifiquen apartamientos en estos parámetros con los especificados, LA CONCESIONARIA otorgará un crédito a los clientes afectados en concepto de multa por incumplimiento de acuerdo a lo previsto en el punto 5.5.3. Estas multas se reintegrarán a los clientes afectados en la próxima factura emitida, quedando a cargo del **Organismo de Control** la verificación del cumplimiento de lo dispuesto.

4.1. Locales de Atención al Público

Los locales de atención al público deberán ser acondicionados y estructurados a fin de posibilitar una atención adecuada, evitando demoras excesivas, y la acumulación de público.

En los mismos deberá existir personal que oriente al cliente sobre el trámite a realizar, y deberán estar disponibles el Reglamento de Suministro y Conexión, el Cuadro Tarifario vigente, el Libro de Quejas, y el presente Subanexo Normas de Calidad del Servicio Público y Sanciones, existiendo en todos los casos indicaciones en lugares visibles sobre la disponibilidad de los mismos.

Los Locales de Atención al Público deberán contar con un horario de atención no inferior a siete (7) horas diarias. LA CONCESIONARIA podrá habilitar también otros locales de atención con la modalidad y horarios que considere necesario.

En el caso de localidades con un número de clientes inferior a cinco mil (5000), LA CONCESIONARIA podrá aplicar una modalidad y horario de atención diferentes, previamente acordadas con el **Organismo de Control**.

4.2. Tratamiento de Reclamaciones

Toda reclamación de los clientes por cualquier deficiencia en la prestación del servicio, en cualquiera de sus aspectos, deberá ser recepcionada entregando un comprobante de la reclamación efectuada en el que deberá constar un código correlativo que permita su identificación, la fecha de recepción, el motivo de la misma, el nombre del cliente, y una fecha estimada de solución o respuesta.

La totalidad de las reclamaciones deberán registrarse en un sistema informático auditable que permita efectuar un seguimiento de las mismas hasta su resolución y respuesta al cliente.

Toda reclamación deberá recibir una respuesta por escrito dentro de los treinta (30) días hábiles administrativos de recibida. En los casos en que la resolución del problema no pueda realizarse en dicho lapso, se indicará la fecha de solución del inconveniente, y los motivos que originaron el retraso.

En los casos de reclamaciones en segunda instancia, ya sea que las mismas provengan a través

del **Organismo de Control**, o directamente de los clientes, se deberá dar respuesta a la misma dentro de los quince (15) días hábiles de recibida.

Los reclamos por falta de suministro, no requerirán de respuesta escrita debiéndose cumplir con el registro especificado precedentemente y con la entrega del código correlativo.

Para el caso de reclamaciones por posibles errores de facturación (excluida la estimación), se deberá tener resuelto su reclamo en un plazo máximo de quince (15) días hábiles y el error no deberá repetirse en las sucesivas facturaciones. Si así ocurriese, el **Organismo de Control** podrá disponer la aplicación de penalidades.

Durante la ETAPA DE REGIMEN el plazo establecido precedentemente en este punto se reducirá a diez (10) días hábiles.

LA CONCESIONARIA presentará en un informe trimestral, la cantidad de reclamaciones recibidas durante el trimestre, discriminadas por causa según lo acordado con el **Organismo de Control**, y los tiempos medios de resolución de los mismos. Conjuntamente deberá presentar un registro informático detallado, para los casos en los cuales se ha excedido en los plazos establecidos precedentemente para la solución del inconveniente, indicando los datos del cliente afectado, motivo de la reclamación, tiempo transcurrido hasta la solución del problema, motivos que originaron la demora, y monto en concepto de multa por incumplimiento, calculado de acuerdo a lo especificado en el punto 5.5.3. .

4.3. Emisión de Facturas

LA CONCESIONARIA deberá emitir facturas basadas en lecturas reales. En las mismas se deberán especificar, por período tarifario, las magnitudes físicas de consumo, y las contratadas, los cargos fijos, por potencia y energía, eventuales penalizaciones al cliente por incumplimiento de las condiciones de suministro con el pactadas (por ejemplo bajo factor de potencia), y una discriminación de las cargas impositivas correspondientes, como así también la fecha de vencimiento de la próxima facturación.

Se deberá prever la inclusión de leyendas que permitan identificar los motivos de las sanciones y multas por incumplimientos aplicadas por el **Organismo de Control**, las que deberán ser acordadas con este último durante la ETAPA PRELIMINAR.

En el dorso de la factura se deberán indicar los lugares o intituciones habilitadas al cobro de la misma, la dirección, teléfono de los Locales de Atención al Público, y horario de atención, el Número de Teléfono para la recepción de reclamos por falta de suministro, y una leyenda a acordar con el **Organismo de Control** indicando la dirección y teléfono donde es posible efectuar una reclamación en segunda instancia.

El cliente deberá disponer de la factura en el domicilio que a tal fin constituya, con un anticipación al vencimiento de la misma de por lo menos cuatro (4) días hábiles administrativos.

4.4. Conexiones

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

Solicitada la conexión de un suministro y realizadas las tramitaciones y pagos pertinentes, LA CONCESIONARIA deberá proceder a la conexión del mismo dentro de los plazos indicados a continuación. El plazo contará a partir de la fecha de efectivizado el pago salvo en los casos en que el mismo se complete a posteriori de realizada la conexión, en los cuales se contabilizará a partir del último trámite administrativo que posibilite la realización de la misma.

a) ***Sin modificaciones a la red existente***

ETAPA PRELIMINAR, PRUEBA Y TRANSICION:

- Hasta 10 KW siete (7) días hábiles,
- Mas de 10 KW, y hasta 50 KW quince (15) días hábiles,
- Mas de 50 KW a convenir con el cliente.
- Recolocación de medidores tres (3) días hábiles.

ETAPA DE REGIMEN:

- Hasta 10 KW cinco (5) días hábiles,
- Mas de 10 KW, y hasta 50 KW diez (10) días hábiles,
- Mas de 50 KW a convenir con el cliente.
- Recolocación de medidores uno (1) día hábil.

b) ***Con modificaciones a la red existente***

ETAPA PRELIMINAR, PRUEBA Y TRANSICION:

- Hasta 10 KW, conexión aérea: treinta (30) días hábiles.
- Hasta 10 KW, conexión subterránea: cuarenta y cinco (45) días hábiles.
- Mas de 10 KW a convenir con el cliente.

ETAPA DE REGIMEN:

- Hasta 10 KW, conexión aérea: quince (15) días hábiles.
- Hasta 10 KW, conexión subterránea: treinta (30) días hábiles.
- Mas de 10 KW a convenir con el cliente.

Para los pedidos de conexión cuyos plazos sean a convenir con el cliente, en caso de no llegar a un acuerdo, éste podrá plantear el caso ante el **Organismo de Control**, quién resolverá en base a la información técnica que deberá suministrar LA CONCESIONARIA, resolución que será inapelable y pasible de sanción en caso de incumplimiento.

LA CONCESIONARIA presentará un informe trimestral sobre la cantidad de conexiones realizadas agrupadas por tarifa, por banda de potencia, y por casos en que es necesaria o no la modificación de la red. En todos los casos se especificarán los tiempos medios de ejecución. Para los casos en que se excedieran los tiempos admisibles, deberá presentar un registro informático indicando los datos del solicitante afectado, fecha de concreción del pedido, características técnicas del suministro solicitado, fecha de conexión, y monto en concepto de multa por incumplimiento, calculado de acuerdo a lo especificado en el punto 5.5.3. Igual información se deberá remitir para las recolocaciones de medidores.

4.5. Facturación Estimada

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

Para los clientes cuya categoría tarifaria prevé la facturación en forma bimestral, no podrán emitirse, para cada uno de ellos, más de dos (2) facturaciones estimadas durante un (1) año calendario. Asimismo no podrán efectuarse para idéntico período, más de tres (3) estimaciones para los clientes encuadrados en otras categorías tarifarias.

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

LA CONCESIONARIA presentará un informe trimestral sobre la cantidad de facturas emitidas por categoría tarifaria, y los porcentajes de estimaciones realizados, discriminando por motivo de estimaciones y por tarifa. Asimismo deberán indicar el número de casos que acumulen, al mes respectivo, una cantidad mayor de estimaciones sucesivas que las admisibles. Para los casos en que se registraran mayor cantidad de estimaciones que las admisibles, deberán presentar un registro informático indicando los datos del cliente afectado, energía estimada, cantidad de estimaciones y monto en concepto de multa por incumplimiento, calculado de acuerdo a lo especificado en el punto 5.5.3.

4.6. Suspensión del Suministro por Falta de Pago

LA CONCESIONARIA deberá comunicar fehacientemente al cliente antes de efectuar el corte del suministro de energía eléctrica motivado por la falta de pago en término de las facturas.

A partir del momento en que el cliente abone las facturas adeudadas, más los recargos que correspondieran, LA CONCESIONARIA deberá restablecer la prestación del servicio público dentro de las cuarenta y ocho (48) horas hábiles de haberse efectivizado el pago.

LA CONCESIONARIA deberá consignar en medio informático, un registro diario de los clientes a quienes se les haya cortado el suministro por falta de pago, como así también registrar los restablecimientos de servicio efectuados, especificando la fecha y hora de ejecución. Asimismo se deberá registrar la fecha, hora y monto abonado por el cliente al momento de solicitar el

restablecimiento del suministro.

Cuando el cliente no abone en los Locales de Atención al Público de LA CONCESIONARIA, el **Organismo de Control** determinará el modo correcto de estimar la hora de solicitud del restablecimiento.

LA CONCESIONARIA presentará en un informe trimestral, la cantidad de cortes efectuados durante el trimestre, indicando los tiempos medios de restitución del suministro a posteriori de efectivizado el pago. Conjuntamente deberá presentar un registro informático detallado, para los casos en los cuales se ha excedido en los plazos establecidos precedentemente para la restitución del suministro, indicando los datos del cliente afectado, tiempo transcurrido hasta la restitución del suministro , y monto en concepto de multa por incumplimiento, calculado de acuerdo a lo especificado en el punto 5.5.3.

4.7. Quejas

LA CONCESIONARIA pondrá a disposición del cliente en cada centro de atención comercial un "libro de quejas", foliado y rubricado por el **Organismo de Control**, donde el cliente podrá asentar sus observaciones, críticas o reclamos con respecto al servicio.

Las quejas que los clientes formulen deberán ser remitidas por LA CONCESIONARIA al **Organismo de Control** con la información ampliatoria necesaria, en los plazos y con las formalidades estabecidas por el **Organismo de Control.**

LA CONCESIONARIA presentará un informe trimestral, indicando la cantidad de quejas recibidas, agrupándolas según lo acordado con el **Organismo de Control** durante la ETAPA PRELIMINAR.

5. SANCIONES

5.1. Introducción

El **Organismo de Control** dispondrá la aplicación de sanciones, cuando LA CONCESIONARIA no cumpla con las obligaciones emergentes del Contrato de Concesión, Licencias Técnicas, sus anexos y la ley provincial Nº 11.769 (MARCO REGULATORIO ELECTRICO DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES).

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

En los casos en que, a juicio de LA CONCESIONARIA el incumplimiento sea motivado por caso de fuerza mayor o caso fortuito, esta deberá efectuar una presentación al **Organismo de Control** solicitando que el mismo no sea motivo de sanciones. La presentación deberá contener

la documentación probatoria correspondiente a fin de acreditar las causas de fuerza mayor invocadas. Para el caso de incumplimiento por excederse en los indicadores por Causas Externas a la Distribución, solo se podrá invocar fuerza mayor o caso fortuito cuando el origen de la causa que motivó la interrupción así lo fuera.

En el momento en que sea necesaria la determinación de las sanciones, el criterio a seguir para la determinación de las mismas, será en base al perjuicio que le ocasiona al cliente el apartamiento de la calidad de servicio convenida, y al precio promedio de venta de la energía al cliente.

5.2. Carácter de las Sanciones

En los casos en que corresponda la aplicación de sanciones complementarias a las explicitadas en el presente punto 5., o por incumplimiento en el relevamiento y procesamiento de información, las sanciones dispuestas, además de ajustarse al tipo y gravedad de la falta, tendrán en cuenta los antecedentes generales de LA CONCESIONARIA, y en particular, la reincidencia en faltas similares a las penalizadas, con especial énfasis cuando ellas afecten a la misma zona o grupo de clientes.

LA CONCESIONARIA deberá abonar multas a los clientes en los casos de incumplimiento de disposiciones o parámetros relacionados con situaciones individuales. Una vez comprobada la infracción, el **Organismo de Control** dispondrá que se abone una multa al cliente, conforme a la gravedad de la falta, a los antecedentes de LA CONCESIONARIA y en particular a las reincidencias. Las multas individuales deberán guardar relación con el monto de la facturación promedio mensual del cliente.

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

Si el valor acumulado anual de las sanciones superara el veinte por ciento (20) % de la facturación anual, ello será considerado como violación grave de los términos del Contrato de Concesión, y/o la Licencia Técnica correspondiente y autorizará al **Organismo de Control**, si éste lo considera conveniente, a la caducidad del Contrato de Concesión o Licencia Técnica.

5.3. Procedimiento de Aplicación

Complementariamente a lo dispuesto por el MARCO REGULATORIO ELECTRICO DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES (Ley 11.769), se indican a continuación lineamientos que regirán al procedimiento de aplicación de sanciones.

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

Si LA CONCESIONARIA no respondiera o aceptara su responsabilidad dentro de dicho plazo, el **Organismo de Control** aplicará las sanciones correspondientes, y las mismas tendrán carácter de inapelable.

Si dentro del plazo antedicho, LA CONCESIONARIA formulara descargos u observaciones, se agregarán todos los antecedentes, y se allegarán todos los elementos de juicio que se estime conveniente, y el **Organismo de Control** deberá expedirse definitivamente dentro de los quince (15) días hábiles subsiguientes a la presentación de los descargos u observaciones. En caso de resolución condenatoria, LA CONCESIONARIA, luego de hacer efectiva la multa, podrá interponer los pertinentes recursos legales.

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

Para los casos de incumplimientos a las exigencias especificadas en el punto 4. CALIDAD DEL SERVICIO COMERCIAL, LA CONCESIONARIA abonará a los clientes directamente las multas, como un crédito en la próxima factura emitida, debiendo notificar al **Organismo de Control** en los informes trimestrales correspondientes sobre los clientes afectados, montos involucrados, y devoluciones efectuadas.

Para los casos en que no sea posible la individualización de los clientes afectados, LA CONCESIONARIA ingresará las sanciones en una CUENTA DE ACUMULACIÓN. Esta cuenta será destinada exclusivamente a inversiones que eviten futuras anomalías a los clientes. En caso de tratarse de sanciones que involucren a clientes individuales, las mismas les serán reintegradas de acuerdo a los mecanismos previstos para cada caso particular, aún si el monto de la sanción fuera de poca significancia. El procedimiento deberá contar con la aprobación del **Organismo de Control**.

5.4. Vigencia de las Sanciones

Las sanciones definidas en el presente punto 5. tendrán vigencia a partir del inicio de la ETAPA DE TRANSICION, mes trece (13) contado desde la fecha de Toma de Posesión, y hasta los primeros cinco (5) años de vigencia del Contrato de Concesión.

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

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

5.5. Sanciones por Apartamientos a los límites admisibles

5.5.1. Calidad del Producto Técnico

El **Organismo de Control** aplicará sanciones a LA CONCESIONARIA cuando ésta entregue un producto con características distintas a las convenidas.

Para el caso de incumplimientos en los niveles de tensión, las sanciones se calcularán en base a la valorización de la totalidad de la energía suministrada en malas condiciones de calidad, de acuerdo a lo especificado en la Tabla I para la ETAPA DE TRANSICION, y la Tabla II para la ETAPA DE REGIMEN, indicadas a continuación:

ETAPA DE TRANSICIÓN

Tabla I (a) Alta Tensión

VARIACION DE TENSION (%)	VALORIZACION DE LA ENERGIA (U$S/KWh)
$7 < \Delta U < 9$	0,020
$9 \leq \Delta U < 11$	0,060
$11 \leq \Delta U < 13$	0,125
$13 \leq \Delta U < 15$	0,345
$15 \leq \Delta U < 18$	0,720
$18 \leq \Delta U$	1,500

Tabla I (b) Media y Baja Tensión

VARIACION DE TENSION (%)	VALORIZACION DE LA ENERGIA (U$S/KWh)
$10 < \Delta U < 12$	0,020
$12 \leq \Delta U < 14$	0,040
$14 \leq \Delta U < 16$	0,250
$16 \leq \Delta U < 18$	0,775
$18 \leq \Delta U$	1,500

Tabla I (c) Suministros Rurales

VARIACION DE TENSION (%)	VALORIZACION DE LA ENERGIA (U$S/KWh)
$13 < \Delta U < 15$	0,020
$15 \leq \Delta U < 18$	0,650
$18 \leq \Delta U$	1,500

ETAPA DE REGIMEN

Tabla II (a) Alta Tensión

VARIACION DE TENSION (%)	VALORIZACION DE LA ENERGIA (U$S/KWh)
$7 < \Delta U < 9$	0,025
$9 \leq \Delta U < 11$	0,080
$11 \leq \Delta U < 13$	0,165
$13 \leq \Delta U < 15$	0,600
$15 \leq \Delta U < 18$	1,400
$18 \leq \Delta U$	2,000

Tabla II (b) Media y Baja Tensión

VARIACION DE TENSION (%)	VALORIZACION DE LA ENERGIA (U$S/KWh)
$8 < \Delta U < 9$	0,025
$9 \leq \Delta U < 11$	0,065
$11 \leq \Delta U < 13$	0,120
$13 \leq \Delta U < 15$	0,600
$15 \leq \Delta U < 18$	1,400
$18 \leq \Delta U$	2,000

Tabla II (c) Suministros Rurales

VARIACION DE TENSION (%)	VALORIZACION DE LA ENERGIA (U$S/KWh)
$12 \leq \Delta U < 14$	0,045
$14 \leq \Delta U < 16$	0,220
$16 \leq \Delta U < 18$	1,350
$18 \leq \Delta U$	2,000

Donde:

$$\Delta U = \Delta Vabs(U - Us) / U$$

$\Delta Vabs(U - Us)$: es igual al valor absoluto de la diferencia entre la tensión real del suministro (Us) y la tensión nominal (U).

Las sanciones se extenderán a posteriori del período de medición hasta que LA CONCESIONARIA demuestre en forma fehaciente, mediante la realización de un nuevo registro, que el inconveniente ha sido solucionado. La extensión de la sanción será proporcional al período de tiempo hasta que se efectúe la nueva medición que demuestre la solución del problema, efectuándose su determinación de acuerdo a la siguiente expresión :

$$SANCION = (Dpm + Dnm) \times \frac{Spm}{Dpm}$$

$SANCION$: Sanción en U$S a aplicar por los resultados del semestre de control

Spm : Sanción determinada para el período de medición

Dpm : Duración del período de medición en días

Dnm : Duración del período en días hasta la realización de la nueva medición contado a partir de la finalización del período de medición

Este criterio para la valorización de la extensión de la sanción se aplicará por un período de hasta ciento ochenta (180) días como máximo. Si al cabo del mismo, no se ha dado solución al inconveniente, el **Organismo de Control** podrá incrementar el monto de la misma en función de los antecedentes de cada caso particular. El valor máximo de la sanción a aplicar será el monto que surja de valorizar la totalidad de la energía suministrada con el costo de la Energía No Suministrada definido en el punto 5.5.2. para la ETAPA DE TRANSICION. El crédito otorgado al cliente en concepto de sanción no podrá superar el monto del importe de su respectiva factura. El resto del monto de la sanción será ingresado en la CUENTA DE ACUMULACIÓN mencionada en el punto 5.3. del presente Subanexo.

El crédito se efectuará en la facturación inmediatamente posterior al período de control.

Para el caso de mediciones en Centros de Transformación MT/BT o en barras de las Estaciones Transformadoras AT/MT el monto de la sanción será reintegrado como una bonificación en la facturación de los clientes afectados en forma proporcional al consumo que cada uno hubiera tenido en el semestre de control. El descuento será global, es decir que no se discriminará por tipo de cliente o tarifa. Si el monto a distribuir no fuera significativo, y no asegure un reintegro superior al equivalente a 10 KWh por cliente, valorizados de acuerdo a la Tarifa Residencial T1R, el mismo se adicionará al correspondiente a sanciones por Calidad del Servicio Técnico. En el caso que no existieran sanciones por este último concepto, el monto se ingresará en la CUENTA DE ACUMULACIÓN mencionada en el punto 5.3. del presente Subanexo. El procedimiento deberá contar con la aprobación del **Organismo de Control**.

5.5.2. Calidad de Servicio Técnico

El **Organismo de Control** aplicará sanciones a LA CONCESIONARIA cuando esta preste un servicio con características técnicas inferiores a las exigidas (frecuencia de las interrupciones y duración de las mismas).

Las sanciones por apartamientos en las condiciones pactadas, dependerán de la energía no suministrada (por causas imputables a LA CONCESIONARIA), valorizada en base al perjuicio económico ocasionado a los clientes, de acuerdo a lo descripto a continuación para la ETAPA DE TRANSICION y la ETAPA DE REGIMEN. En ningún caso el reintegro a los clientes de las sanciones aplicadas, podrá ser superior al monto equivalente a la energía consumida durante el semestre de control, valorizada de acuerdo a su categoría tarifaria al momento de la determinación de las sanciones. En caso de tratarse de clientes de un servicio de transporte, el reintegro no podrá ser superior al cincuenta por ciento (50%) del monto que surja de valorizar el servicio de transporte prestado durante el semestre de control al momento de determinación de las sanciones.

En los casos en que al Distribuidor le correspondiera la aplicación de sanciones por Causas Externas debidas a otro Distribuidor del área provincial, podrá trasladar la parte proporcional de la sanción al Distribuidor responsable. En caso de controversias entre ambos distribuidores, el **Organismo de Control** tomará intervención y definirá cuales de las causas son de naturaleza externa al distribuidor citado en primer término. El reintegro y traslado de la sanción deberá ser efectuado al momento en que se reintegre a los clientes el importe correspondiente. La proporcionalidad de la sanción a trasladar de un distribuidor a otro se determinará según el método que a tal fin se acuerde con el **Organismo de Control** durante la ETAPA PRELIMINAR.

- Determinación de las Sanciones para la ETAPA DE TRANSICION

Para la determinación de la sanción se adoptará el valor de Energía No Suministrada, y se lo valorizará a 1,5 U$S/KWh, que representa el costo para la comunidad de esa Energía No

Suministrada.

$$SANCION = (ENS_P + ENS_E) \times C_{ENS}$$

Donde:

$SANCION$: Sanción en U$S a aplicar por los resultados del semestre de control

ENS_P : Energía No Suministrada por Causas Propias de Distribución

ENS_E : Energía No Suministrada por Causas Externas a la Distribución

C_{ENS} : Costo de la Energía No Suministrada (1,5 U$S/KWh)

Para los clientes con suministros en Baja Tensión, las sanciones les serán reintegradas como un crédito en la facturación que éstos reciban en forma proporcional al consumo que cada uno hubiera tenido en el semestre de control. Estos descuentos se aplicarán en la facturación inmediatamente posterior al semestre controlado. El descuento será global, es decir que no se discriminará por tipo de cliente o tarifa. En los casos en que por algún motivo no sea posible el reintegro total de las sanciones, el monto restante hasta la totalidad de las mismas se ingresará en la CUENTA DE ACUMULACION mencionada en el punto 5.3. del presente Subanexo.

Los clientes cuyo suministro se efectúe en el nivel de Media Tensión o superior, recibirán de parte de LA CONCESIONARIA, un crédito en la facturación inmediatamente posterior al semestre controlado, proporcional a la energía no recibida en dicho semestre, valorizada al Costo de la Energía No Suministrada de 1,5 U$S/KWh.

$$SANCION = ENS_U \times C_{ENS}$$

Donde:

$SANCION$: Sanción en U$S a aplicar por los resultados del semestre de control

ENS_U : Energía No Suministrada al cliente en KWh

C_{ENS} : Costo de la Energía No Suministrada (1,5 U$S/KWh)

- Determinación de las Sanciones en la ETAPA DE REGIMEN

Cada cliente afectado recibirá de parte de LA CONCESIONARIA, un crédito en la facturación inmediatamente posterior al semestre controlado, proporcional a la energía no recibida en dicho semestre, valorizada de acuerdo al siguiente cuadro:

TARIFA	COSTO DE LA ENERGIA NO SUMINISTRADA
RESIDENCIAL T1R y A. PUBLICO T1AP	1,5 U$S/KWh
GENERAL T1G	1,6 U$S/KWh
MEDIANAS DEMANDAS T2	2,0 U$S/KWh
GRANDES DEMANDAS T3	2,0 U$S/KWh
PEQ. DEMANDAS RURALES T4	1,5 U$S/KWh

$$SANCION = ENS_u \times C_{ENSi}$$

ENS_u: Energía No Suministrada al cliente en KWh

C_{ENSi} : Costo de la Energía No Suministrada para cada tipo de Tarifa (i)

5.5.3. Calidad de Servicio Comercial

- Tratamiento de Reclamaciones

Ante incumplimientos en los plazos establecidos para dar respuesta y solución del problema, LA CONCESIONARIA abonará al cliente una multa equivalente a 10 KWh diarios por cada día de atraso, valorizados de acuerdo a su categoría tarifaria, hasta un valor máximo equivalente a una facturación promedio del consumo registrado en las diversas facturaciones del último año.
En los casos de tratarse de reclamaciones por errores de facturación (excluida la estimación), ante el incumplimiento de lo exigido en cuanto a la atención de los reclamos de los clientes, LA CONCESIONARIA abonará a los damnificados una multa equivalente al cincuenta por ciento (50%) del monto de la facturación objeto del reclamo.

- Conexiones

Por el incumplimiento de los plazos previstos en el punto 4.4. del presente documento, LA CONCESIONARIA deberá abonar al solicitante del suministro una multa equivalente al costo de la conexión (definida en el Cuadro Tarifario), dividido dos veces el plazo previsto, por cada día hábil de atraso, hasta un máximo del valor de la conexión.

- Facturación estimada

Para los casos en que LA CONCESIONARIA emita facturas con un mayor número de estimaciones que las previstas en el punto 4.3. del presente, abonará a los clientes afectados una multa equivalente al treinta por ciento (30%) del monto de la facturación estimada.

- Suspensión del suministro de energía por falta de pago

Si el servicio no se restableciera en los plazos previstos, LA CONCESIONARIA abonará al cliente una multa del veinte por ciento (20%) del promedio mensual de consumo del último año,

valorizado de acuerdo a su categoría tarifaria, por cada día o fracción excedente.

- Instalación inicial de equipo de medición

Si LA CONCESIONARIA no efectuara la instalación de los equipos de medición en el lapso de dos (2) años a partir de la fecha de la Toma de Posesión, cuando correspondiera, de acuerdo a lo estipulado en la Introducción del **Subanexo A**, el **Organismo de Control** determinará la sanción a aplicar.

5.6. Sanciones por incumplimientos en el relevamiento y entrega de información

5.6.1. Calidad del Producto Técnico

El no cumplimiento de las obligaciones de LA CONCESIONARIA en cuanto al relevamiento y procesamiento de los datos para evaluar la calidad del producto técnico, dará lugar a la aplicación de sanciones, las que serán abonadas al **Organismo de Control**, quien las destinará a compensar a los clientes que sufriesen algún daño o sobrecosto por el citado incumplimiento. El monto de estas sanciones las definirá el citado Organismo en función de los antecedentes del caso, la reincidencia y gravedad de la falta. El tope anual máximo de las sanciones será el que surja de valorizar el dos por ciento (2%) de la energía anual facturada por LA CONCESIONARIA de acuerdo a lo indicado en la Tabla I (b) Media y Baja Tensión del punto 5.5.1., para una variación de tensión del trece por ciento (13%) respecto al valor nominal.

5.6.2. Calidad del Servicio Técnico

El no cumplimiento de las obligaciones de LA CONCESIONARIA, en cuanto al relevamiento, registro y procesamiento de los datos para evaluar la calidad del servicio técnico, dará lugar a la aplicación de sanciones, las que serán abonadas al **Organismo de Control**, quien las destinará a compensar a los clientes que sufriesen algún daño o sobrecosto por el citado incumplimiento. El monto de estas sanciones las definirá el citado Organismo en función de los antecedentes del caso, la reincidencia y gravedad de la falta. El tope anual máximo de las sanciones será el que surja de valorizar el uno por ciento (1%) de la energía anual facturada de acuerdo al Costo de la Energía No Suministrada definido para la ETAPA DE TRANSICION en el punto 5.5.2.

5.6.3. Calidad del Servicio Comercial

En caso de detectarse incumplimientos en los procedimientos de registro de cualquiera de los parámetros comerciales, o en el reintegro de las multas indicadas en el punto 5.5.3., el **Organismo de Control** aplicará sanciones a LA CONCESIONARIA, las que serán destinadas a compensar a los clientes afectados, o de no ser posible su individualización se abonarán al **Organismo de Control**.

El monto de estas sanciones las definirá el **Organismo de Control** en función de los antecedentes del caso, la reincidencia y gravedad de la falta. El tope anual máximo de las sanciones será el que surja de valorizar el dos por ciento (2%) de la energía anual facturada a la tarifa CV1 de la categoría Residencial T1R.

6. OTRAS OBLIGACIONES DE LA CONCESIONARIA

6.1. Trabajos en la Vía Pública

Cuando LA CONCESIONARIA incurra en acciones o trabajos que afecten espacios públicos tales como calles y/o veredas, deberá ejecutar los mismos cumpliendo con las normas técnicas y de seguridad aplicables en cada caso, como asimismo reparar las calles y/o veredas afectadas para dejarlas en perfecto estado de uso; si no fuese el caso y merezca la denuncia de autoridades nacionales, provinciales o municipales o provoque la denuncia fundada por parte de vecinos o clientes, el **Organismo de Control** aplicará una sanción que estará destinada a subsanar el daño causado. Todo esto sin perjuicio de las otras sanciones o demandas ya previstas en el Contrato de Concesión.

Para los casos en que LA CONCESIONARIA efectúe instalaciones, o tendidos provisorios, los mismos deberán ser normalizados en el termino de treinta (30) días hábiles.

6.2. Construcción, Ampliación u Operación de Instalaciones

Además de las denuncias, oposiciones y sanciones que genere el no ajustarse al procedimiento establecido por la Ley 11.769 (MARCO REGULATORIO ELECTRICO DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES), el **Organismo de Control** aplicará una sanción a LA CONCESIONARIA que se destinará a subsanar el daño, vía pago a la autoridad competente.

6.3. Prestación del Servicio

Por incumplimiento de lo establecido en el Contrato de Concesión, referido a las obligaciones de LA CONCESIONARIA en cuanto a la prestación del servicio, el **Organismo de Control** aplicará una sanción que será determinada conforme a la gravedad de la falta, a los antecedentes, y en particular a las reincidencias incurridas. El tope anual máximo de la sanción será equivalente al 0,1% de la energía anual facturada valorizada a la tarifa CV1 de la categoría Residencial T1R. El **Organismo de Control** destinará esta multa a compensar a quien sufriese un daño o sobrecosto por el accionar de LA CONCESIONARIA.

6.4. Peligro para la Seguridad Pública

Con anterioridad al inicio de la ETAPA DE TRANSICION, LA CONCESIONARIA deberá presentar al **Organismo de Control** un plan de normalización de las instalaciones peligrosas existentes en la vía pública dentro de su área de prestación, si las hubiere. Dicho plan se ejecutará dentro del primer año de la ETAPA DE TRANSICION, y comprenderá la normalización de las deficiencias detectadas en Tapas de Medidores, Tapas de Fusibles, Accesos a Instalaciones Propias, distancias eléctricas, postes y cualquier otra instalación en la vía pública que presente peligro.

Por incumplimiento de lo establecido en el Contrato de Concesión, referido a las obligaciones de LA CONCESIONARIA, en cuanto al peligro para la seguridad pública derivada de su accionar, el **Organismo de Control** aplicará una sanción que será determinada conforme a la gravedad de la falta, a los antecedentes, y en particular a las reincidencias incurridas. El tope anual máximo

de la sanción será el equivalente al 0,1% de la energía anual facturada valorizada a la tarifa CV1 de la categoría Residencial T1R. El **Organismo de Control** destinará esta multa a compensar a quien sufriese un daño o sobrecosto por el accionar de LA CONCESIONARIA.

6.5. Contaminación Ambiental

Por incumplimiento de lo establecido en el Contrato de Concesión, referido a las obligaciones de LA CONCESIONARIA en cuanto a la contaminación ambiental derivada de su accionar, el **Organismo de Control** aplicará una sanción que será determinada conforme a la gravedad de la falta, a los antecedentes, y en particular a las reincidencias incurridas. El tope anual máximo de la sanción será el equivalente al 0,1% de la energía anual facturada valorizada a la tarifa CV1 de la categoría Residencial T1R. El **Organismo de Control** destinará esta multa a compensar a quien sufriese un daño o sobrecosto por el accionar de LA CONCESIONARIA.

6.6. Acceso de Terceros a la Capacidad de Transporte

Por incumplimiento de lo establecido en los términos de la Ley 11.769 (MARCO REGULATORIO ELECTRICO DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES), el **Organismo de Control** aplicará una sanción a **LA PRESTADORA** que será determinada conforme a la gravedad de la falta, a los antecedentes, y en particular a las reincidencias incurridas. El tope anual máximo será equivalente al 0,1% de la facturación anual valorizada a la tarifa CV1 de la categoría Residencial T1R. El **Organismo de Control** destinará esta multa a compensar a quien sufriese un daño o sobrecosto por el accionar de LA CONCESIONARIA.

6.7. Preparación y Acceso a los Documentos y la Información

Por incumplimiento de lo establecido en el Contrato de Concesión, referido a las obligaciones de LA CONCESIONARIA, en cuanto a la preparación y acceso a los documentos y a la información, y en particular, por no llevar los registros exigidos en el Contrato de Concesión, no tenerlos debidamente actualizados, o no brindar la información debida o requerida por el **Organismo de Control** a efectos de realizar las auditorías a cargo del mismo, éste le aplicará una sanción que será determinada conforme a la gravedad de la falta, a los antecedentes, y en particular a las reincidencias incurridas. El tope anual máximo de la sanción no podrá ser superior al 0,1% de la energía anual facturada valorizada a la tarifa CV1 de la categoría Residencial T1R. El **Organismo de Control** destinará esta multa a compensar a quien sufriese un daño o sobrecosto por el accionar de LA CONCESIONARIA.

6.8. Competencia desleal y Acciones Monopólicas

Ante la realización de actos que impliquen competencia desleal y/o abuso de una posición dominante en el mercado, el **Organismo de Control** aplicará una sanción que será determinada conforme a la gravedad de la falta, a los antecedentes, y en particular a las reincidencias incurridas. El tope anual máximo de la sanción no podrá ser superior al 0,1% de la energía anual facturada valorizada a la tarifa CV1 de la categoría Residencial T1R. El **Organismo de Control** destinará esta multa a compensar a quien sufriese un daño o sobrecosto por el accionar de LA CONCESIONARIA.

SUBANEXO E

REGLAMENTO DE SUMINISTRO Y CONEXION

Este Reglamento es aplicable a los suministros brindados a los clientes encuadrados en Tarifa 1 - Pequeñas Demandas, Tarifa 2 - Medianas Demandas y Tarifa 4 - Pequeñas Demandas Rurales (T1,T2 y T4), a los clientes encuadrados en Tarifa 3 - Grandes Demandas (T3) que no hayan contratado su suministro mediante contratos especiales celebrados con LA CONCESIONARIA, y a los clientes encuadrados en Tarifa 5 - Servicio de Peaje (T5).

En el caso de los clientes con características de consumo tales que les permitan ser encuadrados en Tarifa 3 (T3), y que han pactado su abastecimiento mediante un contrato especial con LA CONCESIONARIA, las condiciones de suministro y conexión se acordarán entre las partes, respetando lo dispuesto en la Ley N° 11.769, sus normas legales complementarias, y en el **CONTRATO DE CONCESION** del cual forma parte el presente Subanexo.

Artículo 1: CONDICIONES GENERALES PARA EL SUMINISTRO.

a) Titular.
Se otorgará la **Titularidad** de un servicio de suministro de energía eléctrica a las personas físicas o jurídicas, agrupaciones de colaboración y uniones transitorias de empresas, que acrediten la posesión o tenencia legal del inmueble o instalación para el cual se solicita el suministro y mientras dure su derecho de uso.

b) Titular Precario.
Se otorgará la **Titularidad Precaria** de un servicio de suministro de energía eléctrica en los casos en que si bien no se cuenta con el título de propiedad o contrato de locación respectivo, pueda acreditarse la posesión o tenencia del inmueble o instalación para el cual se solicita el suministro, con la presentación de un certificado de domicilio, expedido por Autoridad competente o instrumento equivalente.

c) Titular Provisorio.
Cuando la energía eléctrica sea requerida para la ejecución de obras, se otorgará la **Titularidad**

Provisoria al propietario del inmueble o instalación para el cual se solicita el suministro y a la persona que ejerza la dirección de la obra, quedando ambos como responsables en forma solidaria ante LA CONCESIONARIA.

d) Titular Transitorio.
En los casos de suministros de carácter no permanente que requieran energía eléctrica para usos tales como: exposiciones, publicidad, ferias, circos, etc., se otorgará al solicitante del suministro la **Titularidad Transitoria**, debiendo presentar la habilitación correspondiente para su funcionamiento, otorgada por Autoridad Competente.

e) Cambio de Titularidad.
A los efectos de éste Reglamento los términos "cliente" y "titular" son equivalentes, sin perjuicio del derecho de LA CONCESIONARIA de poder exigir en todo momento que la titularidad de un servicio se encuadre dentro de uno de los incisos previstos en el presente artículo. Se concederá el cambio de titularidad del servicio de energía eléctrica al requeriente que se encuentre comprendido dentro de alguno de los precedentes incisos, y conserve el encuadramiento tarifario otorgado al titular anterior, limitando el uso del servicio a la potencia y condiciones técnicas propias del citado encuadramiento.

Si se comprobara que el cliente no es el titular del suministro, LA CONCESIONARIA intimará el cambio de la titularidad existente y exigirá al cliente el cumplimiento de las disposiciones vigentes. En caso de que éste no presente ante LA CONCESIONARIA la solicitud pertinente dentro de los diez (10) días hábiles administrativos, la misma estará automáticamente habilitada para proceder al corte del suministro, con comunicación al **ORGANISMO DE CONTROL**. El titular registrado y el cliente no titular serán solidariamente responsables de todas las obligaciones establecidas a cargo de cualquiera de ellos en el presente Reglamento, incluso el pago de los consumos que se registrasen, recargos e intereses.

f) Condiciones de habilitación:

I. No registrar deudas pendientes por suministro de energía eléctrica u otro concepto resultante de este Reglamento.

II. Dar cumplimiento al Depósito de Garantía, cuando LA CONCESIONARIA así lo requiera, conforme lo establecido en le Artículo 5 inc. C de este Reglamento.

III. Abonar el derecho de conexión de acuerdo al **Cuadro Tarifario** vigente.

IV. Firmar el correspondiente formulario de solicitud de suministro o el contrato de suministro según corresponda de acuerdo al tipo de tarifa a aplicar. Firmar, si corresponde, un convenio.

V. Para los inmuebles o instalaciones nuevas destinadas a usos industriales o comerciales, acreditar la habilitación municipal correspondiente o bien que se han iniciado los trámites para la obtención de la misma.

VI. Abonar la contribución por obra en el caso que correspondiera, según lo indicado en el Artículo 12 apartado II del presente Subanexo.

g) Centro de transformación y/o maniobra - Toma primaria.
Cuando la potencia requerida para un nuevo suministro o cuando se solicite un aumento de la potencia existente y tal requerimiento o solicitud supere la capacidad de las redes existentes, o las reglas del arte lo exijan, el titular, a requerimiento de LA CONCESIONARIA, estará obligado a poner a disposición de la misma, un espacio de dimensiones adecuadas para la instalación de un centro de transformación, el que si razones técnicas así lo determinan, podrá ser usado además para alimentar la red externa de distribución concedida a LA CONCESIONARIA. En este último caso, se deberá firmar entre el cliente y LA CONCESIONARIA un convenio estableciéndose los términos y condiciones aplicables para la instalación de dicho centro de transformación, como asimismo el monto y modalidad del resarcimiento económico que pueda acordarse.

En el caso que la alimentación al titular se efectúe desde la red de distribución, éste deberá colocar sobre el frente de su domicilio o predio, ya sea sobre la fachada del edificio, o en un pilar que deberá construir a su cargo sobre la línea municipal del terreno, la toma primaria que le será entregada por LA CONCESIONARIA.

A este respecto el titular deberá respetar las normas de instalación vigentes en la oportunidad según sean en cada caso indicadas por LA CONCESIONARIA y aprobado por **el ORGANISMO DE CONTROL**. Será a cargo del titular la provisión y colocación de la caja o cajas correspondientes destinadas a alojar los equipos de medición, respetando las normas de instalación vigentes en la oportunidad según sean en cada caso indicadas por LA CONCESIONARIA. La revisión y el mantenimiento de los equipos de medición, incluyendo las cajas con sus correspondientes tapas y contratapas es de exclusiva responsabilidad de LA CONCESIONARIA.

h) Punto de suministro.
LA CONCESIONARIA hará entrega del suministro en un solo punto y únicamente por razones técnicas aprobadas por el **ORGANISMO DE CONTROL**, podrá habilitar más de un punto de suministro, pero todos ellos en la misma tarifa que correspondería de estar unificado el suministro.

i) Tensión de suministro.
LA CONCESIONARIA deberá efectuar el suministro al cliente en la tensión correspondiente a su categoría tarifaria, según lo indicado en el Régimen Tarifario, excepto que razones técnico económicas justifiquen la alimentación en una tensión diferente. La alimentación en otra tensión que en la indicada deberá ser acordada con el cliente, y no implicará en ningún caso modificación alguna de la tarifa correspondiente. Solamente en caso de que la tensión de suministro acordada no se encuentre entre las normalizadas según el Contrato de Concesión, LA CONCESIONARIA deberá comunicarlo al **ORGANISMO DE CONTROL**.

Unicamente en caso de necesidad técnica del cliente, y de no llegarse a un acuerdo con LA CONCESIONARIA sobre la tensión de suministro, el cliente podrá presentar su reclamo ante el **ORGANISMO DE CONTROL**. El **ORGANISMO DE CONTROL** tendrá treinta (30) días corridos para expedirse, pasado este tiempo el suministro será atendido según el criterio de LA

CONCESIONARIA.

En todos los casos en que el suministro se efectúe en una tensión diferente a la indicada en el Régimen Tarifario para la categoría correspondiente, el costo de adecuación de las instalaciones para efectuarlo estará a cargo del cliente.

j) Protecciones.
LA CONCESIONARIA está facultada para proteger sus redes y equipos instalando los elementos de protección que aconsejen las "reglas del arte".

Podrá también instalar elementos limitadores para el control de excesos en la demanda convenida o contratada, y elementos de registro para mejorar su estimación del mercado y verificar las tarifas que son aplicadas, sin la autorización previa del **ORGANISMO DE CONTROL**.

Artículo 2: OBLIGACIONES DEL TITULAR Y/O CLIENTE.

a) Declaración jurada.
El cliente deberá informar con carácter de Declaración Jurada, los datos que le sean requeridos al registrar su solicitud de suministro, aportando la información que se le exija, a efectos de la correcta aplicación de este Reglamento y de su encuadre tarifario.

Asimismo, deberá actualizar dicha información cuando se produzcan cambios en los datos iniciales o cuando así lo requiera LA CONCESIONARIA, para lo cual dispondrá de un plazo no mayor de treinta (30) días hábiles administrativos.

b) Facturas.
El cliente deberá abonar las facturas dentro del plazo fijado en las mismas. La falta de pago a su vencimiento hará incurrir en mora al titular y lo hará pasible de las penalidades establecidas en este Reglamento.

Conocida la fecha de vencimiento de la factura, por figurar este dato en la anterior, de no recibir la misma con una anticipación de cuatro (4) días hábiles administrativos previos a su vencimiento, el cliente deberá solicitar un duplicado en los locales que para su atención disponga LA CONCESIONARIA.

En los casos en que a pesar de no haberse emitido o enviado la factura no se ha producido un reclamo del cliente por tal motivo, y no obstante se registrasen consumos de suministro eléctrico, el cliente deberá abonar la deuda resultante a la tarifa vigente a la fecha en que se emita la factura correspondiente.

c) Dispositivos de protección y maniobra en la instalación propia.
El cliente deberá colocar y mantener en condiciones de eficiencia a la salida de la medición y en el tablero principal los dispositivos de protección y maniobra adecuados a la capacidad y/o características del suministro, conforme a los requisitos establecidos en el "Reglamentación para la

Ejecución de Instalaciones Eléctricas en Inmuebles" emitida por la Asociación Electrotécnica Argentina, o la norma que la reemplace en el futuro.

Las instalaciones propiedad del cliente o las que estén bajo su guarda, así como su utilización y mantenimiento estarán a su exclusivo cargo.
El cliente deberá disponer en sus instalaciones, a su cuidado y costo, los aparatos de protección que LA CONCESIONARIA le exija para que durante el funcionamiento de las instalaciones del cliente, fallas producidas en las mismas no ocasionen inconvenientes o daños al sistema eléctrico de LA CONCESIONARIA.

d) Instalación propia - Responsabilidades.
El cliente deberá mantener las instalaciones propias en perfecto estado de conservación, como asimismo los gabinetes y/o locales donde se encuentran instalados los medidores y/o equipos de medición deben permanecer limpios, iluminados y libres de obstáculos que dificulten la lectura de los instrumentos. Si por responsabilidad del cliente, o por haber éste aumentado sin autorización de LA CONCESIONARIA la demanda resultante de la declaración jurada que presentara al solicitar el suministro, hechos que deberán ser adecuadamente probados por LA CONCESIONARIA, se produjera el deterioro o destrucción total o parcial de los medidores y/o instrumentos de control de propiedad de LA CONCESIONARIA, el cliente abonará el costo total de reparación o reposición de los mismos.

e) Comunicaciones a LA CONCESIONARIA.
Cuando el cliente advierta que las instalaciones de LA CONCESIONARIA (incluyendo el medidor), comprendidas entre la conexión domiciliaria y el primer seccionamiento posterior (tablero del cliente) a la salida del medidor, no presentan el estado habitual y/o normal deberá comunicarlo a LA CONCESIONARIA en el más breve plazo posible, no debiendo manipular, reparar, remover ni modificar las mismas por sí o por intermedio de terceros. La intervención de LA CONCESIONARIA , si resultara necesaria, no generará costo alguno para el cliente.

En cualquier oportunidad en que el cliente advirtiera la violación o alteración de alguno de los precintos deberá poner el hecho en conocimiento de LA CONCESIONARIA.

f) Acceso a los instrumentos de medición.
El cliente permitirá y hará posible al personal de LA CONCESIONARIA y/o del **ORGANISMO DE CONTROL** que acrediten debidamente su identificación como tales, el acceso al lugar donde se hallan los gabinetes de medidores y/o equipos de medición y sus instalaciones asociadas.

g) Uso de potencia.
El cliente limitará el uso del suministro a la potencia y condiciones técnicas convenidas, solicitando a LA CONCESIONARIA con una anticipación suficiente, la autorización necesaria para variar las condiciones del mismo.

h) Suministro a terceros.
El cliente no suministrará, no cederá total o parcialmente en forma onerosa o gratuita, ni venderá a terceros, bajo ningún concepto, la energía eléctrica que LA CONCESIONARIA le suministra. A

solicitud de LA CONCESIONARIA o del cliente el **ORGANISMO DE CONTROL** resolverá por vía de excepción los casos particulares que se sometan a su consideración.
El no cumplimiento por parte del cliente constituye una TRANSGRESIÓN, que dará derecho a LA CONCESIONARIA a proceder a la emisión de un débito incluído en la primer factura al cliente, correspondiente a los gastos operativos por un monto que será determinado de acuerdo al Artículo 2 inciso k) del presente Subanexo.

i) Cancelación de la titularidad.
El cliente deberá solicitar la cancelación de la titularidad cuando deje de utilizar el suministro. Hasta tanto no lo haga será tenido como solidariamente responsable con el o los clientes no titulares que lo utilicen, de todas las obligaciones establecidas en el presente reglamento. Los trámites relacionados con la cancelación o cambio de titularidad serán sin cargo.

j) Perturbaciones.
El cliente utilizará la energía eléctrica provista por LA CONCESIONARIA en forma tal de no provocar perturbaciones en sus instalaciones o en las de otros clientes.

k) Transgresiones
El cliente se abstendrá de cometer cualquier tipo de TRANSGRESIÓN, entendiéndose como tal a toda falta a las obligaciones asumidas que no siendo hurto o defraudación signifique un perjuicio real o potencial para LA CONCESIONARIA.
Las siguientes acciones constituirán una transgresión :

- Suministro a terceros, según Artículo 2 inciso h) del presente Subanexo.
- Violación y/o alteración de precintos, según Artículo 5 inciso d) del presente Subanexo.
- Cualquier otra acción a criterio del **ORGANISMO DE CONTROL**

El **ORGANISMO DE CONTROL** establecerá para las transgresiones sus respectivas sanciones, las cuales serán determinadas en base a un valor denominado "módulo", basado en el cargo fijo que abona el cliente en su respectivo Cuadro Tarifario para la categoría en la cual se encuentra encasillado.

Artículo 3: DERECHOS DEL TITULAR.

a) Niveles de calidad de servicio.
El titular del suministro tendrá derecho a recibir de LA CONCESIONARIA la prestación del servicio de energía eléctrica de acuerdo a las Normas de Calidad del Servicio Público y Sanciones que se establecen en el pertinente Subanexo del Contrato de Concesión.

b) Control de lecturas.
Los titulares, personalmente o por sus representantes, podrán presenciar y notificarse de la intervención del personal de LA CONCESIONARIA.

c) Funcionamiento del medidor.

El titular podrá exigir a LA CONCESIONARIA su intervención en caso de supuesta anormalidad en el funcionamiento del medidor o equipo de medición instalado para registrar su consumo, con fines de facturación.

En caso de requerir el titular un control de su medidor o equipo de medición, LA CONCESIONARIA podrá optar en primer término por realizar una verificación del funcionamiento del mismo. De existir dudas o no estar de acuerdo el titular con el resultado de la verificación, podrá solicitar el contraste "in situ".

En el caso de control de medidores o equipos de medición "in situ" se admitirá una tolerancia de más/menos dos por ciento (+/-2%) por sobre los valores estipulados en la norma IRAM 2.412 parte I y II para los medidores clase 2 y del más/menos uno por ciento (+/-1%) para los medidores clase 1, según resulten de aplicación las mismas a los medidores o equipos de medición de acuerdo a lo que al respecto se establece en el Contrato de Concesión del cual forma parte el presente Subanexo.

En caso de subsistir dudas o no estar de acuerdo el titular con el resultado del contraste "in situ" podrá exigir a LA CONCESIONARIA su nuevo contraste en un laboratorio. En ese caso se retirará el medidor o equipo de medición y se efectuará un contraste en un laboratorio de acuerdo con la norma IRAM 2.412, parte I ó II según corresponda.

Si el contraste y/o el nuevo contraste demostrara que el medidor o equipo de medición funciona dentro de la tolerancia admitida, los gastos que originara ese proceso serán a cargo del titular.

En todos los casos en que se verifique que el funcionamiento del medidor difiere de los valores admitidos conforme a lo establecido en el Contrato de Concesión, se ajustarán las facturaciones según lo establecido en el Artículo 4 inciso f) de este Reglamento y los gastos de contraste y/o nuevo contraste serán a cargo de LA CONCESIONARIA.

De no satisfacerle las medidas encaradas por LA CONCESIONARIA, el titular podrá reclamar al **ORGANISMO DE CONTROL** el control y revisión de las mismas.

Cuando correspondiere, LA CONCESIONARIA procederá a debitar al cliente el gasto por contraste en la primer factura que emita.

Los gastos del contraste se indican a continuación:

Cargos por contraste de medidores de energía :

Pequeñas Demandas

	In Situ	En Laboratorio
Medidor Monofásico	UU$SS 18.00	U$S 22.50
Medidor Trifásico	U$S 27.00	U$S 40.50

Medianas y Grandes Demandas

	In Situ	En Laboratorio
Medidor Trifásico	U$S 100.00	U$S 135.00

d) Reclamos o quejas.
El cliente tendrá derecho a exigir a LA CONCESIONARIA la debida atención y diligenciamiento de los reclamos o quejas que considere pertinente efectuar. LA CONCESIONARIA deberá cumplimentar estrictamente las normas que a este respecto se establecen en el **SUBANEXO D "NORMAS DE CALIDAD DEL SERVICIO PUBLICO Y SANCIONES"** del Contrato de Concesión. Sin implicar limitación, está obligado a atender, responder por escrito y solucionar rápidamente las quejas y reclamos de los titulares efectuados en forma telefónica, personal o por correspondencia. En caso de que el cliente no reciba por parte de LA CONCESIONARIA respuesta a sus quejas o reclamos, o si habiéndola recibido la misma no le resultara satisfactoria, podrá concurrir en segunda instancia al **ORGANISMO DE CONTROL**.

e) Pago anticipado.
En los casos en que las circunstancias lo justifiquen y siguiendo al efecto los procedimientos que establezca LA CONCESIONARIA, el titular tendrá derecho a efectuar pagos anticipados a cuenta de futuros consumos, tomándose al efecto como base los consumos registrados en los períodos inmediatos anteriores.

f) Resarcimiento por daños.
En el caso en que se produzcan daños a las instalaciones y/o artefactos de propiedad del cliente, provocadas por deficiencias en la calidad técnica del suministro imputables a LA CONCESIONARIA, y que no puedan ser evitados mediante la instalación en los mismos de las protecciones de norma, LA CONCESIONARIA deberá hacerse cargo de la reparación y/o reposición correspondiente, en un plazo no mayor de treinta (30) días contados desde la fecha en que LA CONCESIONARIA acepte hacerse cargo del reclamo, o de la resolución por la cual el organismo competente indique a LA CONCESIONARIA tal responsabilidad, o en su defecto en el plazo dispuesto por sentencia judicial de haberla.

La reparación del daño causado mencionado en el párrafo precedente no eximirá a LA CONCESIONARIA de la aplicación de las sanciones regladas en el **SUBANEXO D "NORMAS DE CALIDAD DEL SERVICIO PUBLICO Y SANCIONES"** del Contrato de Concesión.

Artículo 4 : OBLIGACIONES DE LA CONCESIONARIA.

a) Calidad de servicio.
LA CONCESIONARIA deberá mantener en todo momento un servicio con la calidad mínima indicada en el **SUBANEXO D "NORMAS DE CALIDAD DEL SERVICIO PUBLICO Y SANCIONES"** del **CONTRATO DE CONCESION**.

b) Aplicación de la tarifa.
LA CONCESIONARIA sólo deberá facturar por la energía eléctrica suministrada y/o servicios prestados, los importes que resulten de la aplicación del Cuadro Tarifario autorizado, más los fondos, tasas e impuestos que deba recaudar conforme a las disposiciones vigentes, debiendo discriminarlos en la forma que especifica el respectivo **CONTRATO DE CONCESION**.

En los casos en que el Régimen Tarifario no disponga lo contrario, la facturación deberá reflejar lecturas reales, salvo caso fortuito o de fuerza mayor, en que se podrá estimar el consumo. Las estimaciones no podrán superar los límites establecidos en el **SUBANEXO D "NORMAS DE CALIDAD DEL SERVICIO PUBLICO Y SANCIONES"** del **CONTRATO DE CONCESION**. Con la primera lectura posterior a las estimaciones realizadas dentro de tal límite, se deberá efectuar la refacturación del consumo habido entre dicha lectura y la última lectura real anterior, prorrateando dicho consumo en función de los períodos de facturación comprendidos entre las dos lecturas reales y facturando los consumos resultantes al valor tarifario vigente en cada período. LA CONCESIONARIA deberá emitir el débito o crédito resultante de la diferencia entre las facturaciones realizadas con valores estimados y la refacturación correspondiente.

c) Precintado de medidores y contratapas.

c.1) Medidores en general.
En los casos de instalación de medidores o equipos de medición en conexiones nuevas, o por reemplazo del equipo de medición anterior en conexiones existentes, éstos serán precintados por LA CONCESIONARIA en presencia del titular. De no hacerse presente éste, se le deberá comunicar en forma fehaciente lo actuado al respecto.

c.2) Medidores con indicador de carga máxima.
En el caso de este tipo de medidores, para cuya lectura es necesario romper los precintos de la contratapa y del mecanismo de puesta a cero, LA CONCESIONARIA procederá de la siguiente manera :

- Remitirá a los clientes que tengan instalados este tipo de equipos de medición una circular por la que se les comunicará entre qué fechas se efectuará la toma de estado de los consumos, invitándolos a presenciar la operación.
- Si el titular presencia la operación, el responsable de la lectura deberá comunicar a éste los estados leídos y los precintos colocados.

d) Anormalidades.

LA CONCESIONARIA tendrá la obligación de instruir a su personal vinculado con la inspección, atención, conservación, lectura y cambio de medidores, equipos de medición, conexiones y otros, sobre su responsabilidad inexcusable de informar las anormalidades que presenten las instalaciones comprendidas entre la toma y el primer seccionamiento (tablero).

e) Facturas - Información a consignar en las mismas.
La facturación deberá realizarse suministrando la mayor información posible, con la frecuencia prevista en el Régimen Tarifario y con una anticipación adecuada. Además de los datos regularmente consignados y/o exigidos por las normas legales, en las facturas deberá incluirse:

- Fecha de vencimiento de la próxima factura.
- Lugar y procedimiento autorizado para el pago.
- Identificación de la categoría tarifaria del cliente, valores de los parámetros tarifarios (cargos fijos y variables) por período tarifario, y días de vigencia de cada uno de ellos.
- Unidades consumidas y/o facturadas en cada período tarifario.
- Detalle de los descuentos y créditos correspondientes y de las tasas, fondos y gravámenes discriminados conforme lo estipula el respectivo Contrato de Concesión.
- Sanciones por falta de pago en término, con especificación del plazo a partir del cual LA CONCESIONARIA tendrá derecho a la suspensión del suministro.
- Leyendas identificatorias de las sanciones aplicadas por el **ORGANISMO DE CONTROL**.
- Obligación del cliente de reclamar la factura en caso de no recibirla cuatro (4) días hábiles administrativos antes de su vencimiento.
- Lugares y números de teléfonos donde el cliente pueda recurrir en caso de falta o inconvenientes en el suministro.
- Lugares, números de teléfonos y horarios de atención de los locales de atención al público.
- Lugares y números de teléfonos donde el cliente pueda efectuar los reclamos en segunda instancia.

f) Reintegro de importes.
En los casos en que LA CONCESIONARIA aplicara tarifas superiores y/o facturare sumas mayores a las que correspondiere por causas a él imputables, deberá reintegrar al titular los importes percibidos de más.

En estos casos, para el cálculo del reintegro se aplicará la tarifa vigente a la fecha de comunicación de la anormalidad y abarcará el período comprendido entre tal momento y el correspondiente al inicio de tal anormalidad, plazo que no podrá ser mayor a un (1) año, con más el interés previsto en el Artículo 9 de este Reglamento y una penalidad del veinte por ciento (20%) sobre el importe básico. El reintegro debe efectuarse en un plazo máximo de diez (10) días hábiles administrativos de verificado el error.

g) Tarjeta de identificación.
LA CONCESIONARIA deberá proveer una tarjeta de identificación (con nombre de LA CONCESIONARIA, nombre, apellido y número de agente) para todo el personal que tenga relación

con la atención a clientes. Esta tarjeta deberá ser exhibida por ese personal en forma visible sobre su vestimenta.

h) Cartel anunciador.
Sin perjuicio de otras medidas de difusión que considere apropiadas, LA CONCESIONARIA deberá fijar en un cartel o vitrina adecuada, en cada una de sus instalaciones donde se atienda al público, el Cuadro Tarifario y un anuncio comunicando que se encuentra a disposición de los clientes copias del presente Reglamento de Suministro y Conexión, transcribiendo además en el anuncio el texto completo de los artículos correspondientes a obligaciones de LA CONCESIONARIA y del cliente, y las normas de calidad de servicio resultantes del **SUBANEXO D "NORMAS DE CALIDAD DEL SERVICIO PÚBLICO Y SANCIONES"** del Contrato de Concesión. También deberá indicar en el cartel o vitrina la dirección y el número de teléfono en que los clientes pueden efectuar los reclamos en segunda instancia ante el **ORGANISMO DE CONTROL**.

i) Plazo de concreción del suministro.
Solicitada la conexión de un suministro bajo redes existentes y realizadas las tramitaciones pertinentes LA CONCESIONARIA, una vez percibido el importe correspondiente a los derechos de conexión, deberá proceder a la concreción de dicho suministro en el menor plazo posible dentro de los límites máximos establecidos al respecto en el **SUBANEXO D "NORMAS DE CALIDAD DEL SERVICIO PÚBLICO Y SANCIONES"** del Contrato de Concesión.

j) Quejas.
En cada uno de los locales donde LA CONCESIONARIA atienda al público deberá existir a disposición del mismo un Libro de Quejas, previamente habilitado por el **ORGANISMO DE CONTROL.** Deberá indicarse en un cartel o vitrina adecuada la existencia de dicho libro.
Sin perjuicio de las quejas o reclamos que los clientes deseen asentar en el referido Libro de Quejas, LA CONCESIONARIA está obligada a recibir y registrar adecuadamente las demás quejas y/o reclamos que los clientes le hagan llegar por carta o cualquier otro medio que estimen conveniente.
Todas las quejas o reclamos asentados en el Libro de Quejas deberán ser comunicadas por LA CONCESIONARIA al **ORGANISMO DE CONTROL** dentro de los diez (10) días hábiles administrativos de recibidas, siguiendo las siguientes reglas:

I .- Cuando las quejas se refieran a facturación y/o aumento de consumo, deberán acompañarse la documentación y las explicaciones que se estimen pertinentes.

II .- Cuando las quejas se refieran a medidas adoptadas por aplicación de los Artículos referidos a Derechos de LA CONCESIONARIA, Suspensión del Suministro y Corte del Suministro de este Reglamento deberá remitir copia de la respectiva documentación.

III.-Cuando la queja fuera motivada por interrupciones o anormalidades en el suministro de energía eléctrica, LA CONCESIONARIA deberá comunicarlo al **ORGANISMO DE CONTROL** dentro de las cuarenta y ocho (48) horas, mediante telex, facsímil u otro medio adecuado, indicando fecha de la misma y nombre y domicilio del cliente. Dentro de los diez (10) días hábiles administrativos

deberá remitir copia de la queja y la información correspondiente.

IV.-Cuando la queja se refiere a la suspensión del suministro de energía por falta de pago y el cliente demostrara haberlo efectuado, LA CONCESIONARIA deberá restablecer el servicio dentro de las cuatro (4) horas de haber constatado el pago de el facturación cuestionada, debiendo además acreditar al cliente el diez por ciento (10%) de el facturación erróneamente objetada.

k) Atención al público.
LA CONCESIONARIA deberá mantener dentro del área geográfica de la concesión, locales apropiados para la atención al público en número y con la dispersión adecuada. En dichos locales la atención al público deberá efectuarse, en un horario uniforme para todos los locales, durante un mínimo de siete (7) horas diarias en días hábiles, que comprendan horarios de mañana y de tarde.
Deberá además mantener locales y/o servicios de llamadas telefónicas para la atención de reclamos por falta de suministro y/o emergencias, durante las veinticuatro (24) horas del día, todos los días del año. Los horarios de atención al público y los números telefónicos y direcciones donde se puedan efectuar reclamos, deberán figurar en la factura o en la comunicación que la acompañe, además del deber de LA CONCESIONARIA de proceder a su adecuada difusión.

Artículo 5: DERECHOS DE LA CONCESIONARIA.

a) Recupero de montos por aplicación indebida de tarifas.
En caso de comprobarse inexactitud de los datos suministrados por el titular, que origine la aplicación de una tarifa inferior a la que correspondiere, LA CONCESIONARIA facturará e intimará al pago de la diferencia que hubiese, dentro del plazo de cinco (5) días hábiles administrativos.

En estos casos, para el cálculo del reintegro se aplicará la tarifa vigente a la fecha de su normalización y abarcará el período comprendido entre tal momento y el correspondiente al inicio de la anormalidad, plazo que no podrá ser mayor a un (1) año, con más el interés indicado en el Artículo 9 del presente Subanexo y una penalidad del veinte por ciento (20%) sobre el importe básico.

b) Facturas impagas.
En los casos de no abonarse la factura a la fecha de su vencimiento, LA CONCESIONARIA podrá aplicar automáticamente el interés previsto en el Artículo 9 del presente Subanexo.

Sin perjuicio de lo establecido en el párrafo anterior, transcurridos quince (15) días hábiles administrativos de mora (de acuerdo al SUBANEXO A, Artículos 2, 12, 21 y 24), LA CONCESIONARIA se encuentra facultada para disponer la suspensión del suministro de energía eléctrica al deudor moroso, previa comunicación con no menos de veinticuatro (24) horas de anticipación.

c) Depósito de garantía.
LA CONCESIONARIA podrá requerir del cliente la constitución de un Depósito de Garantía en los siguientes casos:

I .- Más de una (1) suspensión del suministro en el término de doce (12) meses seguidos.

II .- En el caso del Titular que no fuere propietario, podrá optar entre ofrecer como garantía de pago del suministro a LA CONCESIONARIA un depósito equivalente a un (1) período de facturación estimado, o la asunción solidaria de la obligación de pago por parte del propietario del inmueble o instalación, o de un cliente que siendo titular de un suministro, sea propietario del inmueble donde LA CONCESIONARIA le preste el servicio.

III.- En el caso del Titular Transitorio, del Titular Provisorio y del Titular Precario a que se refiere el Artículo 1 incisos b), c) y d) del presente Subanexo.

IV.- Al restablecer el suministro, cuando se haya verificado apropiación indebida de energía y/o potencia.

V .- En otros casos en que las circunstancias lo justifiquen, tales como los casos de concurso o quiebra del cliente, y con comunicación previa al **ORGANISMO DE CONTROL**.

El Depósito de Garantía será el equivalente al consumo registrado en el último período de facturación anterior a su constitución, con excepción de los considerados como no permanentes y en los casos de titulares no propietarios, en cuyo caso será fijado en base a un consumo probable de energía.

El Depósito de Garantía, o la parte del mismo que no hubiera sido imputado a la cancelación de deudas, será devuelta al titular cuando deje de serlo con más un interés equivalente a la Tasa Anual Vencida Vigente en el Banco de la Nación Argentina para descuento de documentos a treinta (30) días de plazo, dentro de los quince (15) días de formalizada la desvinculación.

d) Inspección y verificación del medidor.
Por propia iniciativa en cualquier momento LA CONCESIONARIA podrá inspeccionar las conexiones domiciliarias, las instalaciones internas hasta la caja o los precintos de los medidores o equipos de medición, como asimismo revisar, contrastar o cambiar los existentes.

En el caso de descubrirse durante la inspección o contraste, un mal funcionamiento del medidor o equipo de medición, o cualquier alteración de las instalaciones, equipos y/o precintos, LA CONCESIONARIA procederá de la siguiente manera:

I .- Si no hubiera irregularidades en la instalación o precintos, y los valores de energía no hubieran sido registrados o hubieran sido medidos en exceso o en defecto, LA CONCESIONARIA deberá emitir el crédito o débito correspondiente y/o reflejar el débito o crédito en la primera factura que emita, basándose para ello en el porcentaje de adelanto o atraso que surja del contraste del medidor, por el lapso que surja del análisis de los consumos registrados y hasta un máximo retroactivo de un (1) año,

aplicando la tarifa vigente al momento de detección de la anormalidad.

II .-Si hubiera alteraciones en los precintos o en la instalación que configuren una TRANSGRESIÓN, pero no se detectara un funcionamiento anormal del equipo de medición, LA CONCESIONARIA podrá levantar un Acta de Comprobación en presencia o no del titular, con intervención de un Escribano Público y/o un funcionario del **ORGANISMO DE CONTROL** y/o la Autoridad Policial competente, de la que deberá entregarse copia al titular, si se lo hallare. Sólo después de cumplir con este requisito, LA CONCESIONARIA podrá proceder a la emisión al cliente del débito correspondiente por los gastos operativos de monto similar al establecido para la violación de precintos en el Artículo 2 del inciso d) del presente Subanexo.
Si al momento de la revisión del medidor o equipo de medición el suministro se encontrara suspendido, pero se encuentra reconectado sin mediar intervención de LA CONCESIONARIA, éste último podrá en el mismo acto y a su solo juicio proceder al retiro del medidor y el corte del suministro, sirviendo de notificación al cliente el Acta de Comprobación correspondiente.

III.-En caso de comprobarse hechos que hagan presumir alteraciones intencionales en la medición o apropiación de energía eléctrica no registrada, que configure una defraudación o estafa, LA CONCESIONARIA estará facultada a recuperar el consumo no registrado y emitir la factura complementaria correspondiente, incluyendo todos los gastos emergentes de dicha verificación y sin perjuicio de las acciones penales pertinentes, procederá del modo siguiente:

III.1.-Levantará un Acta de Comprobación en presencia o no del titular, con intervención de un Escribano Público y/o un funcionario del **ORGANISMO DE CONTROL** y/o la Autoridad Policial competente, de la que deberá entregarse copia al titular, si se lo hallare. LA CONCESIONARIA podrá proceder a la suspensión del suministro debiéndose tomar para ello aquellos recaudos que permitan resguardar las pruebas de la anormalidad verificada o el cuerpo del delito correspondiente.

III.2.-Obtenida la documentación precedente, LA CONCESIONARIA efectuará el cálculo de la energía y/o potencia a recuperar estimando el consumo en función del equipamiento eléctrico instalado en el domicilio y una utilización lógica del mismo, establecerá su monto y emitirá la factura complementaria por ese concepto, aplicándose un recargo del cuarenta por ciento (40%) sobre el monto resultante, con más el Interés reglado en el Artículo 9 de este Reglamento. Podrá en la misma factura debitar al cliente los correspondientes gastos operativos similares a los del Artículo 5 inciso d) apartado II del presente Subanexo.

III.3.-Podrá calcularse con un lapso máximo retroactivo de hasta cuatro (4) años.

III.4.-Intimará al pago de la factura complementaria por la energía y/o potencia a recuperar. El cliente podrá efectuar un descargo si estimara que el cálculo realizado para la facturación por LA CONCESIONARIA no fuera el correcto, presentando la documentación correspondiente.

III.5.-Concluído con lo actuado, se procederá a la normalización del suministro. En el caso de haberse formulado denuncia penal, la normalización será requerida al Juez interviniente y se procederá una vez autorizada por el mismo.

III.6.-La recuperación del consumo no registrado y la pertinente emisión de la factura complementaria procederá cualquiera sea la causa de la irregularidad del funcionamiento del medidor o de alteración de la conexión o equipo de medición, exista o no intervención judicial. La facturación pertinente será efectuada a tarifa vigente al momento de emisión de la factura complementaria. El lapso entre la verificación y la emisión de la factura complementaria no podrá exceder de treinta (30) días.

III.7.-Cuando por acciones no previstas en este Reglamento, LA CONCESIONARIA se vea en la imposibilidad de normalizar la medición y mientras dure esta circunstancia, la demanda y/o consumos efectuados en ese lapso serán facturados de acuerdo con los valores que resulten de aplicar los ajustes de la demanda y/o consumos no registrados, estimados de acuerdo a lo previsto en el presente Subanexo.

IV .-En caso de conexiones directas a la red de distribución y apropiación indebida de energía eléctrica, LA CONCESIONARIA estará facultada a recuperar el consumo no registrado y emitir la factura complementaria correspondiente, incluyendo todos los gastos operativos emergentes similares a los del Artículo 5 inciso d) apartado II del presente Subanexo y sin perjuicio de las acciones penales pertinentes, LA CONCESIONARIA podrá aplicar un procedimiento similar al previsto en este Reglamento en el apartado III precedente.

IV.1.- En el caso de conexiones directas a la red de distribución efectuadas por quienes no son clientes, se eliminarán éstas y regularizará la situación del infractor en lo que hace a la titularidad según lo determina este Reglamento, para la recuperación de la demanda y/o consumo no facturados.

IV.2.- Cuando la conexión directa sea efectuada por un cliente se regularizará la instalación y se suspenderá el servicio. Si éste ya hubiera sido suspendido, LA CONCESIONARIA estará habilitada para proceder al retiro del medidor y corte del suministro.

Artículo 6: SUSPENSION DEL SUMINISTRO.

La suspensión del suministro implica la desconexión del cliente de la red de distribución, sin retiro del medidor ni de la instalación de conexión a la misma.

LA CONCESIONARIA podrá suspender el suministro de energía eléctrica en los casos y cubriendo los requisitos que se indican seguidamente.

I .- Sin darle intervención al **ORGANISMO DE CONTROL**:

I.1.-Por la falta de pago de una factura.

I.2.-Por falta de pago de la factura complementaria por recuperación de demandas y/o consumos no registrados.

I.3.-En caso de incumplimiento a lo establecido en uso de potencia y suministro de terceros, dando cuenta de ello al **ORGANISMO DE CONTROL**, dentro de los cinco (5) días hábiles administrativos de producida la suspensión. En lo relativo al uso de potencia, la suspensión sólo será efectivizada si el incumplimiento pusiera en riesgo la seguridad de las instalaciones de LA CONCESIONARIA y previo intimar fehacientemente la normalización de la anomalía.

En el caso del Apartado I.- precedente, si la falta de pago se debiera a disconformidad del titular con el monto facturado, no se podrá suspender el servicio si el titular reclama contra la factura y paga una cantidad equivalente al último consumo facturado por un período igual de tiempo al que es objeto de la factura, mientras se realizan los procedimientos tendientes a dilucidar el monto correcto de la misma. De verificarse que el monto de la factura era el correcto, respecto del saldo impago se aplicarán las disposiciones sobre mora en el pago de las facturas.

I.4.-En un todo de acuerdo a lo previsto en el Artículo 5 inciso d) apartados III y IV del presente Subanexo cuando ello correspondiera o lo prevea.

II .-Con comunicación previa al **ORGANISMO DE CONTROL**.

Cuando el titular incumpla lo establecido en Obligaciones del Titular y/o Cliente de este Reglamento. En ese caso LA CONCESIONARIA deberá intimar previamente la regularización de la anomalía en un plazo de diez (10) días hábiles administrativos.

Artículo 7: CORTE DEL SUMINISTRO.
El corte del suministro implicará el retiro de la conexión domiciliaria, y del medidor y/o equipo de medición.

LA CONCESIONARIA podrá proceder al corte en los siguientes casos:
I .- Cuando no se dé cumplimiento a lo establecido en el cambio de titularidad de este

Reglamento,

II .-En los casos en que habiéndose suspendido el respectivo servicio se comprobara que el titular se haya reconectado tanto sea a través del equipo de medición, como en forma directa, a la red de distribución, previsto en el artículo 5 inciso d) apartados III y IV del presente Subanexo, cuando ello correspondiera o lo prevea.

Artículo 8: REHABILITACION DEL SERVICIO.
Los suministros suspendidos por falta de pago de las facturas emitidas, serán restablecidos dentro de las cuarenta y ocho (48) horas hábiles de abonadas las sumas adeudadas y la tasa de rehabilitación.

En los casos de suministros suspendidos, si el titular comunicara a LA CONCESIONARIA la desaparición de la causa que motivara la suspensión, dentro de las cuarenta y ocho (48) horas sin computar feriados de recibido el aviso, LA CONCESIONARIA deberá verificar la información del titular y, en su caso normalizar el suministro previo pago de la tasa de rehabilitación por parte de éste último.

En los casos de corte del suministro, a los efectos de su rehabilitación se aplicarán los tiempos, tasas y costos correspondientes a una conexión nueva, las que deberán ser abonadas por el cliente con anterioridad a la rehabilitación del suministro, sin perjuicio del pago de las deudas anteriores con LA CONCESIONARIA, en caso de existir.

Artículo 9: MORA E INTERESES.
El titular de un suministro, incurrirá en mora por el sólo vencimiento de los plazos establecidos para el pago de las respectivas facturas, sin necesidad de interpelación judicial o extrajudicial.

En consecuencia se aplicarán intereses a partir del primer día de la mora. En todos los casos, el interés resultará de aplicar la Tasa Anual Vencida Vigente en el Banco de la Nación Argentina para sus operaciones de descuento de documentos a treinta (30) días de plazo, desde la fecha de vencimiento de cada factura hasta la de efectivo pago, o la tasa de interés que establezca el **ORGANISMO DE CONTROL**.

Este sistema será aplicable a los clientes privados y también a los clientes de carácter público del Estado Nacional o Provincial y Municipios, sea cual fuere su naturaleza jurídica, tales como la Administración Centralizada, organismos descentralizados, Empresas del Estado, Sociedades Anónimas con Participación Estatal, Sociedades del Estado, Municipalidades etc., para los cuales no exista otro régimen específico establecido por el **ORGANISMO DE CONTROL**.

Artículo 10: ORGANISMO DE CONTROL.
El cliente tendrá derecho a dirigirse en todo momento directamente al **ORGANISMO DE CONTROL,** cuando entienda que LA CONCESIONARIA no cumple con sus obligaciones y/o no respeta adecuadamente sus derechos.

Artículo 11: CESE DEL SUMINISTRO.
La relación normada por el presente Reglamento de Servicio, se extinguirá de pleno derecho en los siguientes supuestos:

- Incumplimiento de las obligaciones referidas a los artículos precedentes.
- Cambio de titularidad del cliente.-
- Decisión del cliente, previo cumplimiento de las obligaciones comerciales.-
- Por decisión fundada de LA CONCESIONARIA, previa notificación.-
- Por cambio de categoría.-
- Caso fortuito o fuerza mayor.-

Artículo 12: RÉGIMEN DE EXTENSIÓN Y AMPLIACIÓN DE REDES
A los efectos derivados de la aplicación del presente artículo, se considerarán las siguientes definiciones y zonas para la consideración de los clientes:

- Extensión: Toda intervención efectuada sobre la infraestructura eléctrica que implique incorporación de nuevas instalaciones que permitan incrementar el área geográfica servida.

- Ampliación: Toda intervención efectuada sobre la red existente, que modificando su estructura física esté destinada a aumentar su capacidad de transporte y/o transformación.

- Zona urbana: Es la zona fraccionada en manzanas en forma efectiva, definiéndose como manzana a las fracciones delimitadas por calles, con superficie no mayor de una y media (1,5) hectáreas.

- Zona sub-urbana: Se entiende por tal a la zona subdividida en macizos tipo barrio parque o de fin de semana, o fracciones delimitadas por calles, con superficie no mayores de cinco (5) hectáreas, adyacentes a la zona urbana.

- Zona rural: Queda definida como tal la zona no comprendida en las definiciones anteriores.

12.I.- Pequeñas Demandas

12.I.1.-Zonas urbana y suburbana

Los clientes con características de consumo tales que posibilitan su encuadramiento en la Tarifa 1 Pequeñas Demandas (T1R, T1RE, T1GBC y T1GAC, T1GE y T1AP), que soliciten suministro de energía eléctrica, cuya concreción haga o no necesario ejecutar una obra que implique una extensión de

la red de distribución existente, deberán abonar el cargo por conexión que para cada caso establece el Cuadro Tarifario vigente.

En los casos que sea necesario LA CONCESIONARIA construirá la extensión pertinente, previo pago del cargo por conexión, pasando la obra a formar parte de la red del mismo y quedando de su propiedad.

12.I.2.-Zona Rural

12.I.2.1.-Con infraestructura eléctrica existente:

Los clientes con características tales que posibiliten su encuadramiento en la Tarifa 4 - Pequeñas Demandas Rurales, que soliciten suministro de energía eléctrica, cuya concreción se logre a partir de la conexión directa a la red existente de igual tensión a la de suministro con o sin ampliación, abonará el cargo por conexión indicado en el correspondiente Cuadro Tarifario.
En caso de tensiones diferentes, el solicitante abonará una contribución por obra similar a la del artículo 12.I.2.2.- siguiente.

12.I.2.2.-Sin infraestructura eléctrica existente:

En aquellos casos en que sea necesario ejecutar una obra que implique una extensión de la infraestructura eléctrica existente, el solicitante abonará una contribución por obra del cien por ciento (100%) del monto del presupuesto elaborado por LA CONCESIONARIA en base a valores de mercado para la totalidad de los insumos, incluida la ingeniería de proyecto. Si el cliente considera excesivo el presupuesto, puede solicitar la intervención del **ORGANISMO DE CONTROL**, quien deberá resolver la cuestión escuchando previamente a las partes, en un plazo de treinta (30) días hábiles administrativos. Cuando fuese necesario realizar ampliaciones el solicitante no abonará contribución por obra en este concepto.

LA CONCESIONARIA construirá la extensión pertinente, previo pago de la contribución, pasando la obra a formar parte de la red del mismo y quedando de su propiedad. LA CONCESIONARIA puede otorgar, si lo considera conveniente, un plan de pagos al cliente para cancelar dicha contribución, cuyas cuotas se cobrarán juntamente con la factura por suministro. En este caso no será aplicable la condición de previo pago.

12.II.- Medianas Demandas, Grandes Demandas y Servicio de Peaje

Los clientes con características de consumo tales que posibilitan su encuadramiento en la Tarifa 2 Medianas Demandas, en la Tarifa 3 Grandes Demandas y Tarifa 5 Servicio de Peaje, que soliciten suministro de energía eléctrica, cuya concreción no haga necesario ejecutar una obra que implique una extensión o ampliación de la red de distribución existente, deberán abonar los cargos por conexión correspondientes indicados en el Cuadro Tarifario.

En caso que se requieran extensiones o ampliaciones, el solicitante abonará una contribución por obra similar a la del artículo 12.I.2.2.- anterior.

ANEXO 2

CONTRATO DE CONCESIÓN PROVINCIAL

Subanexos:

A.- Régimen Tarifario - Normas de Aplicación del Cuadro tarifario.

B.- Procedimiento para la Determinación del Cuadro Tarifario

C.- Cuadro Tarifario inicial

D.- Normas de Calidad del Servicio Público y Sanciones.

E.- Reglamento de Suministro y Conexión.

F.- Concesionarios Municipales.

G.- Contrato de Prenda.

Entre el Ministerio de Obras y Servicios Públicos de la Provincia, en su carácter de Autoridad de Aplicación de la ley Nº 11.769, representado en este acto por el ...., en virtud de las facultades que le ...., en adelante denominado El CONCEDENTE, por una parte y por la otra, ..., representada por ...., en adelante denominada la CONCESIONARIA, y en atención a lo dispuesto en las Leyes provinciales Nº 11.769 y Nº 11.771, acuerdan celebrar el siguiente CONTRATO.

DEFINICIONES

A todos los efectos de este CONTRATO, los términos que a continuación se indican en mayúscula significan:

ACCIONES: son las acciones representativas del cien por ciento del capital social de la Concesionaria que fueron objeto de la Licitación.

ACCIONES CLASE "A": son aquellas Acciones representativas del 51% del capital social de la Concesionaria.

ACCIONES CLASE "B": son aquellas Acciones representativas del 39% del capital social de la Concesionaria.

ACCIONES CLASE "C": son aquellas Acciones representativas del 10% del capital social de la Concesionaria y que fueron transferidas a los Compradores a efectos de instrumentar con ellas un Programa de Participación Accionaria del Personal conforme al capítulo XII del Pliego.

ACCIONES PRENDADAS: son las Acciones Clase "A" una vez constituida sobre ellas la prenda prevista en el artículo 38 del Contrato.

AREA DE CONCESION: es el territorio dentro del cual la prestación del servicio público de distribución y comercialización se encuentra sometida a jurisdicción provincial en los términos de la Ley Nº 11.769 y que determina el ámbito en el cual el concesionario está obligado a prestar el servicio y a cubrir el incremento de de-manda en los términos de su contrato de concesión y que en relación a la CONCESIONARIA comprende los partidos de la Provincia de Buenos Aires, República Argentina, que se detallan en el Anexo 1 del Apéndice DA del Pliego, y que no incluye las áreas concedidas al momento de la fecha ENTRADA EN VIGENCIA del presente CONTRATO a los CONCESIONARIOS MUNICIPALES, cuyo detalle se adjunta como Subanexo "F".

AUTORIDAD DE APLICACION: es la determinada en el artículo 5 de la ley 11.769.

COMPRADOR/ES: son aquellos que como resultado de la Licitación adquieren las ACCIONES

CONCESIÓN: es la autorización otorgada por el CONCEDENTE a la CONCESIONARIA para prestar el SERVICIO PÚBLICO dentro del ÁREA DE CONCESIÓN, en los términos del presente Contrato.

CONCESIONARIOS PROVINCIALES/CONCESIONARIA: son aquellas sociedades que bajo el régimen de la Ley Provincial 11.769 prestan el servicio público de distribución de electricidad dentro de sus respectivas ÁREAS DE CONCESIÓN.

CONCESIONARIOS MUNICIPALES: son aquellas personas jurídicas que al tiempo de suscribirse el presente Contrato gozan de una concesión municipal de distribución y comercialización de energía eléctrica en un área dentro del territorio de la Provincia de Buenos Aires.

CONTRATO: es el presente Contrato de Concesión.

CONTROL: es la situación resultante de poseer, en forma directa o por intermedio de una o varias sociedad/es a su vez controlada/s, una participación en una sociedad que por cualquier título otorgue los votos necesarios para formar la voluntad social, o de ejercer por cualquier título una influencia dominante como consecuencia de acciones, cuotas o partes de interés poseídas, o por los especiales vínculos existentes entre las sociedades, respecto de otra sociedad.

DIA: significa día corrido, salvo que expresamente se indique que se trata de un día hábil. Con excepción de este último supuesto, cuando el vencimiento de un término ocurriera en día inhábil, se entenderá adecuadamente cumplido el acto si se realizare el primer día hábil inmediato siguiente a la fecha de vencimiento. En tal caso, la realización del acto en el día hábil inmediato siguiente no implicará la modificación ni la prórroga de los plazos subsiguientes.

EMPRESA TRANSPORTISTA: es la sociedad que siendo titular de una concesión de transporte de energía eléctrica, es responsable de la transmisión y transformación a ésta vinculada, desde el punto de entrega de dicha energía a la red concedida hasta el punto de recepción de la misma por parte del CONCESIONARIO PROVINCIAL o MUNICIPAL de distribución o GRANDES CONSUMIDORES.

ENTRADA EN VIGENCIA : es la fecha efectiva a partir de la cual rigen las condiciones del presente CONTRATO, fijada en el Decreto de aprobación del presente Contrato.

ESEBA S.A.: es la empresa que hasta la ENTRADA EN VIGENCIA es titular de la CONCESION del SERVICIO PÚBLICO en la Provincia de Buenos Aires.

EXCLUSIVIDAD ZONAL: implica que, ni el CONCEDENTE, ni ninguna otra autoridad nacional, provincial o municipal, podrá conceder o prestar por sí misma el

SERVICIO PUBLICO en cualquier punto dentro del AREA DE CONCESION, a partir de la fecha de ENTRADA EN VIGENCIA del CONTRATO.

GENERADOR: es la persona física o jurídica titular de una Central Eléctrica en los términos del Artículo 8 de la Ley Provincial Nº 11.769, reconocida como tal por el Mercado Eléctrico Mayorista (M.E.M.).

GRANDES CONSUMIDORES: son aquellos que , por las características de su consumo conforme los módulos de potencia, energía y demás parámetros técnicos, pueden celebrar contratos de compraventa de energía eléctrica en bloque con los GENERADORES en el Mercado Eléctrico Mayorista, con los distribuidores o los comercializadores.

LICENCIA TECNICA: es el permiso habilitante emitido por la AUTORIDAD DE APLICACIÓN imprescindible para ser titular de una Concesión Municipal o Provincial.

LICITACION: es la Licitación Pública Nacional e Internacional para la Venta de ACCIONES CLASE "A", CLASE "B" y CLASE "C" de Central Piedra Buena S.A., Centrales de la Costa Atlántica S.A., Empresa Distribuidora de Energía Norte S.A., Empresa Distribuidora de Energía Atlántica S.A., Empresa Distribuidora de Energía Sur S.A. y Empresa de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal de la Provincia de Buenos Aires S.A.

OPERADOR: es el integrante de la Concesionaria que opera el Servicio Público.

ORGANISMO DE CONTROL: es el Organismo de Control de Energía Eléctrica de la Provincia de Buenos Aires (OCEBA), que constituye el organismo de control creado por la Ley Provincial Nº 11.769. Hasta tanto el OCEBA comience a ejercer sus funciones, las mismas estarán a cargo de la AUTORIDAD DE APLICACION

PERIODO DE GESTION: es cada uno de los períodos, el primero de QUINCE (15) años y los restantes de DIEZ (10) años en que se divide el PLAZO DE CONCESION.

PLAZO DE CONCESION: es el tiempo de vigencia del CONTRATO.

PLIEGO: es el pliego de bases y condiciones de la Licitación.

SERVICIO PUBLICO: es la figura del derecho administrativo que caracteriza la actividad de prestación del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica conforme a la Ley Provincial Nº 11.769 y la legislación nacional en lo que resulte aplicable.

TOMA DE POSESIÓN: es la fecha efectiva a partir de la cual los adjudicatarios de la Licitación se hacen cargo de la CONCESIONARIA.

USUARIOS: son los destinatarios finales de la prestación del SERVICIO PUBLICO.

OBJETO Y ALCANCE.

ARTICULO 1º: El presente CONTRATO tiene por objeto otorgar en CONCESIÓN a favor de la CONCESIONARIA la prestación en forma exclusiva del SERVICIO PUBLICO de distribución y comercialización de energía eléctrica dentro del AREA de CONCESION, en los términos y condiciones establecidos en aquél, con la obligación de aplicar el régimen tarifario y cuadro tarifario mencionados en el Artículo 30 y sgts. del CONTRATO.

ARTICULO 2º: La CONCESION otorgada implica que la CONCESIONARIA estará obligada a atender todo incremento de demanda dentro del AREA DE CONCESION, ya sea solicitud de nuevo servicio o aumento de la capacidad de suministro, en las condiciones de calidad especificadas en el Subanexo "D", integrante del presente CONTRATO y conforme al cuadro y régimen de tarifas que se consignan en los Subanexos "A" y "C" y conforme al Artículo 12 "Régimen de extensión de redes" del Subanexo "E", Reglamento de suministro y conexión.
Asimismo, la CONCESION otorgada implica la obligación de la CONCESIONARIA de continuar suministrando, en las condiciones técnicas actualmente vigentes, energía a los CONCESIONARIOS MUNICIPALES que se describen en el Subanexo "F", que por su tamaño o consumo no pueden acudir al Mercado Eléctrico Mayorista ni celebrar contratos de suministro a término, como así también a aquellas que pudiendo hacerlo no lo han hecho.

PLAZO DE CONCESION.

ARTICULO 3º: El CONCEDENTE otorga la concesión del SERVICIO PUBLICO en el AREA DE CONCESION, y la CONCESIONARIA la acepta, por un plazo de NOVENTA Y CINCO (95) AÑOS, contados a partir de la ENTRADA EN VIGENCIA.

ARTICULO 4º: La CONCESIÓN se otorga con EXCLUSIVIDAD ZONAL.
El CONCEDENTE podrá dejar sin efecto dicha EXCLUSIVIDAD ZONAL, o modificar las áreas dentro de las cuales se ejerce, cuando innovaciones tecnológicas conviertan toda o parte de la prestación del Servicio Público en una actividad donde puedan competir otras formas de prestación de tal servicio, o en el caso del Artículo 29 y 51 de la ley 11.769.
La extinción total o parcial del derecho de EXCLUSIVIDAD ZONAL implicará la consecuente extinción total o parcial de la obligación reglada en el Artículo 2º de

este contrato y la pertinente modificación de las cláusulas contractuales, a los efectos de determinar la nueva forma de regulación de la actividad de distribución y comercialización de energía eléctrica. 1208

El CONCEDENTE solamente podrá ejercer la facultad reglada en el segundo párrafo del presente artículo al finalizar cada PERIODO DE GESTION y deberá comunicar tal decisión con una antelación no inferior a SEIS (6) MESES al vencimiento del PERIODO DE GESTION en curso, debiendo aplicar para ello, por asimilación de alcances, el procedimiento y criterios emergentes de los Artículos 7 al 12 del presente.

ARTICULO 5º: El CONCEDENTE podrá prorrogar la CONCESION, por un plazo a ser determinado por la AUTORIDAD DE APLICACION con un máximo de DIEZ (10) AÑOS, reservándose el derecho de mantener, modificar o suprimir la EXCLUSIVIDAD ZONAL y siempre que se cumplan las siguientes condiciones:

a) que con una anterioridad no menor a DIECIOCHO (18) MESES del vencimiento del PLAZO DE CONCESION, la CONCESIONARIA haya pedido la prórroga, indicando el plazo solicitado, y
b) que el CONCEDENTE al otorgar la prórroga solicitada, indique el plazo por el cual la otorga y que así lo permita la normativa vigente.

PERIODO DE GESTION.

ARTICULO 6º: El PLAZO DE CONCESION se dividirá en NUEVE (9) PERIODOS DE GESTION, de QUINCE (15) años el primero y DIEZ (10) AÑOS cada uno de los ocho restantes.

ARTICULO 7º: Con una antelación no inferior a SEIS (6) MESES al vencimiento de cada PERIODO DE GESTION en curso, la AUTORIDAD DE APLICACION u organismo que lo reemplace, llamará a licitación pública nacional e internacional para la venta de las ACCIONES CLASE "A", iniciando las publicaciones al efecto y establecerá el Régimen Tarifario; Procedimiento para la Determinación y Cuadro Tarifario; Cuadro Tarifario Inicial; Normas de Calidad de servicio y Sanciones; y Reglamento de Suministro y Conexión, que se aplicarán durante el siguiente período.

El pliego bajo el cual se efectuará la referida licitación pública deberá tener características similares a las del PLIEGO, debiendo asegurar la máxima transparencia y publicidad y estimular la concurrencia de la mayor cantidad posible de interesados, quienes deberán acreditar experiencia técnica y de operación y satisfacer requisitos económicos referidos a activos totales y a patrimonio neto que sean, como mínimo, iguales a los exigidos en el PLIEGO, actualizada en función al crecimiento vegetativo.

ARTICULO 8º: El titular de las ACCIONES CLASE "A" tendrá derecho a presentar, al fin de cada PERIODO DE GESTION y bajo sobre cerrado, el precio en el que valúa las ACCIONES CLASE "A" dentro de los términos y condiciones del concurso

público y del presente CONTRATO. El pliego de la licitación pública fijará la oportunidad en la cual deberá ser presentado el sobre cerrado, la que no podrá ser fijada para una fecha posterior a aquella establecida para la presentación de la oferta económica. El referido sobre cerrado y los de las ofertas económicas serán abiertos simultáneamente en el acto que, a tales efectos, determine el correspondiente pliego.

La no presentación por el titular de las ACCIONES CLASE "A" del referido sobre en la fecha indicada no obstará la venta de las citadas ACCIONES CLASE "A" en licitación pública, asimismo, el titular de dichas acciones sufrirá una reducción del 20 % del precio por el cual será retribuido, obtenido de la mejor oferta económica a la que se refiere el Artículo 10 del presente CONTRATO.

El derecho que establece este artículo no podrá ser ejercido cuando la venta de las ACCIONES CLASE "A" sea consecuencia de un incumplimiento.

ARTICULO 9º: Si el precio contenido en el sobre cerrado fuera igual o mayor al de la mejor oferta económica, el titular de las ACCIONES CLASE "A" conservará la propiedad de las mismas, sin estar obligado a pagar suma alguna. En este caso, se acumularán las sanciones eventualmente aplicadas a la CONCESIONARIA durante el año en curso conforme el Subanexo "D" correspondiente al PERIODO DE GESTION anterior, a las que, dentro del mismo año se le apliquen en el nuevo PERIODO DE GESTION.

ARTICULO 10º: Si el precio indicado en el sobre cerrado fuera menor que el correspondiente a la mejor oferta económica, las ACCIONES CLASE "A" serán adjudicadas al oferente que hubiera efectuado dicha oferta económica.
Del importe que se obtenga por venta de las ACCIONES CLASE "A", un monto equivalente al indicado en el sobre cerrado por el anterior titular de las ACCIONES CLASE "A" será entregado al mismo por el CONCEDENTE, previa deducción de los créditos que por cualquier causa tuviere a su favor. La entrega del referido importe deberá realizarse dentro del plazo de TREINTA (30) días de haberlo recibido el CONCEDENTE y contra inventario de los bienes concesionados. El remanente será considerado para éste como fondo de libre disponibilidad.

ARTICULO 11: El COMPRADOR de las ACCIONES otorga, al recibir las mismas y mediante la sola firma del presente CONTRATO, mandato irrevocable al CONCEDENTE a fin de que éste pueda proceder a la venta de las ACCIONES CLASE "A" en las condiciones descriptas en los artículos precedentes. El referido mandato tendrá vigencia durante todos aquellos PERIODOS DE GESTION en que el COMPRADOR continúe siendo titular de las ACCIONES y prestando el SERVICIO PUBLICO, a cuyo efecto se considerará renovado por tantos plazos de diez años como fuera necesario.
Este mandato incluye, sin que esto implique limitación alguna, y al solo efecto de proceder a la venta de las ACCIONES DE CLASE "A", la facultad expresa para, al

finalizar cada PERIODO DE GESTION, impartir instrucciones a los Directores que representen a las ACCIONES CLASE "A", y de remover y nombrar los Directores que representan a dichas acciones .
El COMPRADOR declara que el mandato es otorgado también en su beneficio, ya que tiene interés en tener la oportunidad de vender las ACCIONES CLASE "A", si es de su conveniencia, al finalizar cada PERIODO DE GESTION.

ARTICULO 12: LA AUTORIDAD DE APLICACION designará un veedor para que se desempeñe en la CONCESIONARIA, a partir de por lo menos UN (1) año antes de que finalice cada PERIODO DE GESTION y hasta no más allá de SEIS (6) meses, a contar de la TOMA DE POSESIÓN por parte de quién resulte comprador de las ACCIONES CLASE "A", o, desde la fecha en que se determine que el COMPRADOR de las ACCIONES CLASE "A" retendrá la propiedad de las mismas, durante otro PERIODO DE GESTION.
La función de dicho veedor será la de asegurar que se proporcione a los oferentes por las ACCIONES CLASE "A" la más detallada y segura información, y que el proceso de transferencia o el paso de un PERIODO DE GESTION al siguiente sea lo más ordenado posible. Para ese fin, el veedor tendrá las más amplias facultades de solicitar información a la CONCESIONARIA o realizar las investigaciones que considere convenientes.

VENCIMIENTO DEL CONTRATO

ARTICULO 13: Al vencimiento del plazo estipulado en el Artículo 3º de este CONTRATO, todos los bienes de propiedad de la CONCESIONARIA que estuvieran afectados de modo directo o indirecto a la prestación de SERVICIO PUBLICO, serán transferidos a la nueva sociedad concesionaria.

ARTICULO 14 : El CONCEDENTE llamará a licitación pública para la venta de las acciones de la sociedad concesionaria que se indica a continuación.
A esos efectos el CONCEDENTE constituirá previamente una nueva sociedad que será titular de la referida CONCESION y la venta de cuyas acciones será el objeto del referido concurso público. El capital social de la nueva sociedad corresponderá al CONCEDENTE hasta que se haya producido su transferencia a favor de quien/es resulten ser adjudicatarios del mencionado concurso público.
La sociedad anónima que será titular de la nueva concesión se hará cargo de la totalidad del personal empleado por la CONCESIONARIA para la prestación del SERVICIO PÚBLICO.
La CONCESIONARIA que ha finalizado su contrato recibirá el importe que se determine, por medio de autoridad competente y/o Banco de Inversión (el que deberá ser contratado por medio de concurso público convocado al efecto), por el método de flujos de fondos descontados o el que fuere necesario para determinar el valor del negocio evaluado a una tasa razonable de descuento.

Si el precio de la mejor oferta fuera igual o inferior al determinado en el párrafo anterior y el CONCEDENTE decidiera su adjudicación este será el precio a abonar a la CONCESIONARIA que ha finalizado su contrato deduciéndose las acreencias que pudiera tener el CONCEDENTE.
Si el precio que se obtenga por la venta de las acciones de la nueva sociedad concesionaria, fuera superior al establecido por medio de autoridad competente y/o Banco de Inversión contratado al efecto por el método de cálculo expresado precedentemente, la diferencia en mas entre el precio obtenido será de libre disponibilidad para el CONCEDENTE, al saldo a transferir a la CONCESIONARIA se le deducirán los créditos que por cualquier concepto tenga el CONCEDENTE contra la CONCESIONARIA.
Dicho importe será abonado por el CONCEDENTE a la CONCESIONARIA dentro del plazo de TREINTA (30) DIAS contados desde que el CONCEDENTE perciba los importes correspondientes.
La CONCESIONARIA se obliga a suscribir toda la documentación y a realizar todos los actos necesarios para implementar la referida transferencia. Si no cumpliere con lo anterior, el CONCEDENTE suscribirá la documentación y/o realizará todos los actos necesarios en nombre de la CONCESIONARIA, constituyendo el presente CONTRATO, mandato irrevocable a tal fin.

ARTICULO 15: La AUTORIDAD DE APLICACION está facultada a requerir a la CONCESIONARIA la continuación en la prestación del SERVICIO PUBLICO, por un plazo no mayor de DOCE (12) MESES contados a partir del vencimiento del PLAZO DE CONCESION. A tal efecto la AUTORIDAD DE APLICACION, deberá notificar fehacientemente tal requerimiento a la CONCESIONARIA, con una antelación no inferior a 180 días del vencimiento del PLAZO DE CONCESIÓN. La actividad desarrollada en virtud de tal continuación se regirá por los términos del Contrato y se prestará bajo el mismo régimen tarifario y reglamento de servicio vigentes en el PERÍODO DE GESTIÓN inmediato anterior.

REGIMEN SOCIETARIO Y OPERATIVO.

ARTICULO 16: La CONCESIONARIA deberá tener y mantener como objeto exclusivo la prestación del servicio público de distribución y comercialización de energía eléctrica en los términos del presente CONTRATO.
Los accionistas titulares de las ACCIONES CLASE "A", no podrán modificar su participación ni vender sus acciones durante los primeros CINCO (5) años contados a partir de la ENTRADA EN VIGENCIA. Con posterioridad sólo podrán hacerlo previa autorización de la AUTORIDAD DE APLICACION.

El OPERADOR, por el mismo término de CINCO (5) años desde la ENTRADA EN VIGENCIA deberá mantener una participación no menor del VEINTE POR CIENTO (20 %) del capital social de la CONCESIONARIA en ACCIONES CLASE "A" o, de la referida sociedad inversora, según sea el caso. Finalizado dicho término de CIN-

CO (5) años, las modificaciones de las participaciones o la venta de acciones sólo podrán realizarse previa comunicación a la AUTORIDAD DE APLICACION.
En el caso de las sociedades titulares total o parcialmente de las ACCIONES de la CONCESIONARIA, éstas deberán informar a la AUTORIDAD DE APLICACION todas las modificaciones de los estatutos sociales o de las tenencias accionarias que signifiquen una modificación en el CONTROL de las mencionadas sociedades respecto del existente en el momento de celebrarse el Contrato de Transferencia que figura en el Anexo "4" del apéndice DA del PLIEGO.
En el caso de haber resultado adjudicataria en el CONCURSO , una sociedad inversora integrada por varias personas físicas o jurídicas asociadas, los accionistas de la referida sociedad inversora no podrán durante el término de CINCO (5) años desde la ENTRADA EN VIGENCIA modificar sus participaciones o vender acciones de dicha sociedad inversora en una proporción y cantidad que exceda del CUARENTA Y NUEVE POR CIENTO (49 %) de sus respectivas tenencias accionarias en la sociedad inversora.

ARTICULO 17: La CONCESIONARIA tiene la obligación de informar a la AUTORIDAD DE APLICACION, en forma inmediata y fehaciente, la configuración de cualquiera de las situaciones descriptas en el artículo precedente de las cuales tuviera conocimiento, y es responsable del cumplimiento de lo dispuesto en el citado artículo.

ARTICULO 18 : En todo supuesto de transferencia o suscripción de ACCIONES CLASE "A", el adquirente o nuevo titular deberá otorgar simultáneamente al operarse la misma todos los mandatos que en el presente otorgan o se prevé que otorguen los COMPRADORES de las ACCIONES CLASE "A", en los términos y condiciones establecidos.

INVERSIONES Y REGIMEN DE APROVISIONAMIENTO
DE ENERGIA ELECTRICA.

ARTICULO 19: Es exclusiva responsabilidad de la CONCESIONARIA realizar las inversiones necesarias para asegurar la prestación del SERVICIO PUBLICO conforme al nivel de calidad exigido en el Subanexo "D", así como la de celebrar los contratos de compraventa de energía en bloque que considere necesarios para cubrir la demanda actual y futura dentro de su AREA DE CONCESION, adicionales a los contratos de compraventa de energía en bloque con Central Térmica San Nicolás S.A. y el contrato de reserva fría con Centrales de la Costa Atlántica, que son condición de la CONCESIÓN y deben ser ratificados y firmados por la CONCESIONARIA al momento de la TOMA DE POSESION no pudiendo esgrimir como eximente de responsabilidad respecto de la obligación de suministro, la falta de aprovisionamiento del mismo.

USO DE DOMINIO PUBLICO.

ARTICULO 20: La CONCESIONARIA tendrá derecho a hacer uso y ocupación de los lugares integrantes del dominio público provincial o municipal, incluso su subsuelo y espacio aéreo, que fuesen necesarios para la colocación de las instalaciones para la prestación del SERVICIO PUBLICO, incluso líneas de comunicación y mando y de interconexión con centrales generadoras de energía eléctrica o con otras redes de distribución o de transporte de energía eléctrica; sin perjuicio de su responsabilidad por los daños que pueda ocasionar a dichos bienes, o a terceros, en el curso de su uso, conforme a las normas que establecen su utilización.

SERVIDUMBRES Y MERAS RESTRICCIONES.

ARTICULO 21: La CONCESIONARIA podrá utilizar únicamente en beneficio de la prestación del SERVICIO PUBLICO, los derechos emergentes de las restricciones administrativas al dominio, quedando autorizada a tender y apoyar, mediante postes y/o soportes, las líneas de distribución de la energía eléctrica y/o instalar cajas de maniobras, de protección y/o distribución de energía eléctrica en los muros exteriores o en la parte exterior de las propiedades ajenas y/o instalar centros de transformación en los casos que sea necesario, de conformidad con la reglamentación vigente y/o que dicte el ORGANISMO DE CONTROL.

ARTICULO 22: A los efectos de la prestación del SERVICIO PUBLICO, la CONCESIONARIA, gozará de los derechos de servidumbre administrativa de electroducto previstos en la Ley provincial 8.398, y en la ley provincial 11.769 y su decreto reglamentario.
El dueño del fundo sirviente quedará obligado a permitir la entrada de materiales y/o personal de la CONCESIONARIA bajo responsabilidad de la misma.
La CONCESIONARIA deberá respetar los términos y condiciones pactadas en los documentos mediante los cuales se han instrumentado las restricciones al dominio. Consecuentemente, al ingresar en cada propiedad, la CONCESIONARIA deberá labrar un acta con intervención del propietario, tenedor o representante de éste, en la que dejará constancia de las obras a realizar, de los daños que su realización torne previsibles y, de ser posible, la compensación que le corresponda pagar a la CONCESIONARIA, en los términos del artículo precedente.

TRABAJOS EN LA VIA PUBLICA.

ARTICULO 23: La instalación, en la vía pública o en lugares de dominio público, de cables y demás elementos o equipos necesarios para la prestación del SERVICIO PUBLICO por parte de la CONCESIONARIA, deberá realizarse en un todo de acuerdo a la normativa vigente.
La CONCESIONARIA será responsable de todos los gastos incurridos en la realización de tales trabajos, como asimismo, de los daños que los mismos puedan ocasionar a terceros o a los bienes de dominio público.

ARTICULO 24: Una vez autorizada, por la autoridad respectiva, la colocación de cables y demás instalaciones en la vía pública u otros lugares de dominio público, no podrá obligarse a la CONCESIONARIA a removerlos o trasladarlos sino cuando fuere necesario en razón de obras a ejecutarse por la Nación, la Provincia de Buenos Aires, las Municipalidades de los Partidos de la Provincia de Buenos Aires comprendidos dentro del AREA DE CONCESION o empresas concesionarias de servicios u obras públicas. En tales casos, la autoridad que ordene la remoción y/o traslado deberá comunicarlo, a la CONCESIONARIA, con una anticipación suficiente.
Asimismo, los vecinos del AREA DE CONCESION podrán solicitar su remoción o traslado a la CONCESIONARIA, fundamentando las razones de tal petición; si las mismas fuesen razonables y no afectasen derechos de otros USUARIOS y/o vecinos del AREA o en nivel de calidad de la prestación del SERVICIO PUBLICO, la CONCESIONARIA deberá atender dichas solicitudes.
Todos los gastos de remoción, retiro, traslado, modificación, acondicionamiento, sustitución y prolongación de cables e instalaciones que fuera menester realizar y que no estén originados en la prestación del SERVICIO PUBLICO conforme a las obligaciones emergentes del presente CONTRATO y a la normativa vigente en su conjunto, sino en necesidades concretas de quién lo solicita, deberán serle reintegrados a la CONCESIONARIA por la autoridad, empresa, USUARIO o vecino que haya requerido la realización de los trabajos.
Toda controversia que se suscite con motivo de estas solicitudes será resuelta por el ORGANISMO DE CONTROL.

MEDIDORES.

ARTICULO 25: Cada medidor de consumo antes de ser colocado o repuesto, deberá ser verificado por la CONCESIONARIA de acuerdo con lo establecido en las normas que fije el ORGANISMO DE CONTROL. Hasta tanto dichas normas sean establecidas, deberá cumplir como mínimo con las condiciones metrológicas estipuladas en las normas IRAM 2411, 2412 y 2413 parte I o II, o aquella otra que en el futuro la sustituya, según corresponda, y normas de exigencias acordes para el resto de los elementos que integren la medición.
Los medidores monofásicos y trifásicos, deberán ser clase DOS (2) excepto en el caso de las tarifas correspondientes a grandes consumos que deberán ser de clase UNO (1) o mejor.

ARTICULO 26: Dentro del término de DIECIOCHO (18) meses contados a partir de la ENTRADA EN VIGENCIA, la CONCESIONARIA deberá presentar al ORGANISMO DE CONTROL, para su aprobación, un plan de muestreo estadístico de medidores por lotes de similares características (tipo, corriente, antigüedad de instalación) que permita evaluar las condiciones de cada lote y tomar decisiones al respecto, debiendo con posterioridad cumplir con el plan acordado.

Sólo podrá exigirse a la CONCESIONARIA el retiro, mantenimiento y recontraste de medidores, en los términos y condiciones establecidos en el Reglamento de Suministro y Conexión contenido en el Subanexo "E" y/o en el plan indicado en el párrafo anterior.

RESPONSABILIDAD.

ARTICULO 27: La CONCESIONARIA será responsable por todos los daños y perjuicios causados a terceros y/o bienes de propiedad de éstos como consecuencia de la ejecución del CONTRATO y/o el incumplimiento de las obligaciones asumidas conforme al mismo y/o la prestación del SERVICIO PUBLICO.
A los efectos de lo estipulado en este Artículo, entre los terceros se considera incluido al CONCEDENTE.

OBLIGACIONES DE LA CONCESIONARIA.

ARTICULO 28: La CONCESIONARIA deberá cumplimentar las siguientes obligaciones:

a) Prestar el SERVICIO PUBLICO dentro del AREA DE CONCESION, conforme a los niveles de calidad detallados en el Subanexo "D", teniendo los USUARIOS los derechos establecidos en el respectivo Reglamento de Suministro y Conexión descripto en el Subanexo "E".

b) Satisfacer toda demanda de suministro del SERVICIO PUBLICO en el AREA DE CONCESION, atendiendo todo nuevo requerimiento, ya sea que se trate de un aumento de la capacidad de suministro o de una nueva solicitud de servicio de acuerdo a lo previsto en el Artículo 2.

c) Continuar prestando, en las condiciones técnicas actualmente vigentes, el SERVICIO PÚBLICO a los CONCESIONARIOS MUNICIPALES mencionados en el Subanexo "F", que por su tamaño o consumo no puedan acudir al Mercado Eléctrico Mayorista ni celebrar contratos de suministro a término, como así también a aquellas que lo soliciten y que pudiendo acceder al Mercado Eléctrico Mayorista decidan no hacerlo.

d) Suministrar la energía eléctrica necesaria para la prestación del servicio de Alumbrado Público a cada una de las Municipalidades en las condiciones técnicas actualmente vigentes, sin perjuicio de las modificaciones que pacten las partes y respetando las normas que al efecto dicte la AUTORIDAD DE APLICACION.

e) Suministrar energía eléctrica a las tensiones de 3 x 380/220 V; 13,2 kV; 33 kV; 132 kV; 220 kV o en cualquier otra acordada con el ORGANISMO DE CONTROL en el futuro.
En cuanto a los suministros existentes a las tensiones de 3 x 220 V; 6,6 kVo 7,6 kV y en corriente continua, los mismos no serán ampliados y serán sustituidos por suministros a las tensiones de 3 x 380/220 V; 13,2 kV; 33 kV; 132 kV o en cualquier otra acordada con el ORGANISMO DE CONTROL en el futuro, en cuanto ello sea factible. La CONCESIONARIA podrá suministrar

energía eléctrica a cualquier otra tensión diferente a las tensiones indicadas en el primer párrafo de este inciso o en cualquier otra acordada con el ORGANISMO DE CONTROL en el futuro, cuando así lo conviniere con los USUARIOS, previa aprobación por el citado organismo.

Los gastos de la nueva conexión, modificación o sustitución del equipamiento eléctrico realizados como consecuencia del cambio de una tensión a otra, por iniciativa de la CONCESIONARIA deberán ser soportados íntegramente por la misma; si el cambio se efectuara a solicitud del USUARIO éste deberá soportar tales gastos.

f) Efectuar las inversiones, y realizar el mantenimiento necesario para garantizar los niveles de calidad del servicio definidos en el Subanexo "D".

g) Adoptar las medidas necesarias para asegurar la provisión y disponibilidad de energía eléctrica, a fin de satisfacer la demanda en tiempo oportuno y conforme al nivel de calidad establecido en el Subanexo "D", debiendo, a tales efectos, asegurar las fuentes de aprovisionamiento. El CONCEDENTE no será responsable, bajo ninguna circunstancia, de la provisión de energía eléctrica faltante para abastecer la demanda actual o futura de la CONCESIONARIA.

h) Aplicar el cuadro tarifario de acuerdo al procedimiento descripto en el Subanexo "B", someterlo a la aprobación de la AUTORIDAD DE APLICACION y facilitar el conocimiento de los valores tarifarios a los USUARIOS.

i) Permitir el acceso no discriminado de terceros a la capacidad de transporte remanente de sus sistemas.

j) Fijar especificaciones mínimas de calidad para la electricidad que se coloque en su sistema de distribución, de acuerdo a los criterios que especifique el ORGANISMO DE CONTROL.

k) Facilitar la utilización de sus redes a GRANDES CONSUMIDORES en las condiciones que se establecen en el Subanexo "A".

l) Instalar, operar y mantener las instalaciones y/o equipos, de forma tal que no constituyan peligro para la seguridad pública, respetando las normas que regulan la materia.

m) Adecuar su accionar al objetivo de preservar y/o mejorar los ecosistemas involucrados en el desarrollo de su actividad, cumpliendo las normas destinadas a la protección del medio ambiente actualmente en vigencia, como asimismo, aquellas que en el futuro se establezcan.

n) Propender y fomentar para sí y para sus USUARIOS el uso racional de la energía eléctrica.

ñ) Sujetar su accionar, en lo que corresponda, al Reglamento de Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios que determine la SECRETARIA DE OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS DE LA NACION y la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO (CAMMESA) a los efectos de reglar las transacciones en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

o) Elaborar y aplicar, previa aprobación del ORGANISMO DE CONTROL, las normas que han de regir la operación de las redes de distribución en todos aquellos temas que se relacionen a vinculaciones eléctricas que se imple-

menten con otro Distribuidor, EMPRESAS TRANSPORTISTAS y/o GENERADORES.

p) Abstenerse de dar comienzo a la construcción, operación, extensión o ampliación de instalaciones de la magnitud que precise la calificación del ORGANISMO DE CONTROL, sin obtener previamente el certificado que acredite la conveniencia y necesidad pública de dicha construcción, instalación o ampliación, conforme al procedimiento establecido por las normas en vigor.

q) Abstenerse de abandonar total o parcialmente la prestación del SERVICIO PUBLICO o las instalaciones destinadas o afectadas a su prestación, sin contar previamente con la autorización del ORGANISMO DE CONTROL.

r) Abstenerse de ofrecer ventajas o preferencias en el acceso a sus instalaciones, excepto las que puedan fundarse en categorías de USUARIOS, o diferencias que determine el ORGANISMO DE CONTROL.

s) Abstenerse de constituir hipoteca, prenda, u otro gravamen o derecho real en favor de terceros sobre los bienes afectados a la prestación del SERVICIO PUBLICO, sin perjuicio de la libre disponibilidad de aquellos bienes que en el futuro resultaren inadecuados o innecesarios para tal fin. Esta prohibición no alcanzará a la constitución de derechos reales que la CONCESIONARIA otorgue sobre un bien en el momento de su adquisición, como garantía de pago del precio de compra.

t) Abstenerse de realizar actos que impliquen competencia desleal o abuso de una posición dominante en el mercado. En tales supuestos, el ORGANISMO DE CONTROL, previa instrucción sumarial respetando los principios del debido proceso, podrá intimar a la CONCESIONARIA a cesar en tal actitud, y/o aplicar las SANCIONES previstas en el Subanexo "D".

u) Abonar la tasa de inspección y control que fije el ORGANISMO DE CONTROL, conforme a lo dispuesto por la Ley Nº 11.769.

v) Poner a disposición del ORGANISMO DE CONTROL todos los documentos e información que éste le requiera, necesarios para verificar el cumplimiento del CONTRATO, la Ley Provincial Nº 11.769 y toda norma aplicable, sometiéndose a los requerimientos que a tal efecto el mismo realice.

w) Cumplimentar las disposiciones y normativa emanadas de la AUTORIDAD DE APLICACION en virtud de sus atribuciones legales.

x) Cumplir con todas las leyes y regulaciones que por cualquier concepto le sean aplicables, entre ellas, las de orden laboral, de seguridad social, ambiental.

OBLIGACIONES DEL CONCEDENTE.

ARTICULO 29: Es obligación del CONCEDENTE garantizar a la CONCESIONARIA la exclusividad del SERVICIO PUBLICO, por el término y bajo las condiciones que se determinan en los Artículos 1º, 2º, 3º y 5º a 12º inclusive, del presente CONTRATO.

REGIMEN TARIFARIO.

ARTICULO 30: Los cuadros tarifarios que apruebe la AUTORIDAD DE APLICACION constituyen valores máximos, límite dentro del cual la CONCESIONARIA facturará a sus USUARIOS por el servicio prestado.
Estos valores máximos no serán de aplicación en el caso de los contratos especiales que se celebren entre los USUARIOS y la CONCESIONARIA.

ARTICULO 31: Establécese desde la fecha de TOMA DE POSESION, el Cuadro Tarifario inicial de Transición, definido en el Subanexo "C". Las Tarifas se adecuarán gradualmente en las fechas y con los coeficientes contenidos en el Subanexo "B - Parte III", Coeficientes de Transición del Cuadro Tarifario.
Establécese a partir de la fecha de ENTRADA EN VIGENCIA, el Régimen Tarifario definido en el Subanexo "A" por el término de QUINCE (15) AÑOS para el primer PERIODO DE GESTION y para los restantes por el término de DIEZ (10) AÑOS. Los valores del Cua-dro Tarifario a aplicar por la CONCESIONARIA, se cal-cularán según lo establecido en el Proce-dimiento para la determina-ción de los cuadros tarifarios de aplicación, que se explicita en el Subanexo "B"."

ARTICULO 32: La CONCESIONARIA podrá proponer a la AUTORIDAD DE APLICACION el establecimiento de tarifas que respondan a modalidades de consumo no contempladas en el Régimen Tarifario del Subanexo "A" cuando su aplicación signifique mejoras técnicas y económicas en la prestación del servicio tanto para los USUARIOS como para la CONCESIONARIA.
Estas propuestas podrán ser presentadas una vez transcurridos DOS (2) AÑOS de la ENTRADA EN VIGENCIA.

ARTICULO 33: El Cuadro Tarifario inicial de Transición que aplicará la CONCESIONARIA desde la fecha de TOMA DE POSESION y hasta el 31 de enero del año 1998, es el que figura en el Subanexo "C", páginas 3 a 14

ARTICULO 34: Una vez concluida la vigencia del Cuadro Tarifario inicial de Transición citado en el art. 33 del presente, entre el 1 de febrero del año 1998 y el 31 de enero del año 2002 se adecuarán gradualmente las tarifas aplicando los Coeficientes de Transición del Cuadro Tarifario del Subanexo "B- Parte III" al "Cuadro Tarifario Objetivo". A partir del 1 de febrero del año 2002 se aplicará el Cuadro Tarifario identificado en el Subanexo "C", allí indicado como "Cuadro Tarifario Objetivo", el que será revisado en el año número CINCO (5) del inicio de su aplicación, y a partir de esa fecha cada CIN-CO (5) AÑOS. A ese fin, con UN (1) año de antelación a la finalización de cada período de CINCO (5) AÑOS, el ORGANISMO DE CONTROL presentará a la AUTORI-DAD DE APLICACION la propuesta de un nuevo Cuadro Tarifario. Todo ello sin perjuicio de los ajustes periódicos previstos en las oportunidades y con las frecuencias indicadas en el Subanexo "B".
El Régimen Tarifario será revisado en el año número QUINCE (15) del inicio de la Concesión y a partir de esa fecha cada DIEZ (10) AÑOS, coincidiendo en su vigencia con el PERIODO DE GESTION. A ese fin, con UN (1) año de antelación a

la finalización de cada período citado, el ORGANISMO DE CONTROL presentará a la AUTORI-DAD DE APLICACION la propuesta de un nuevo Régimen Tarifario." 1208
Las propuestas del ORGANISMO DE CONTROL, con las sugerencias que éste reciba de los CONCESIONARIOS PROVINCIALES deberán respetar los princi-pios tarifarios básicos estable-cidos en la Ley Provincial Nº 11.769 y su regla-mentación, así como los lineamien-tos y pará-metros que especifique la AUTO-RIDAD DE APLICACIÓN, debiendo basarse en los siguientes principios:

a) Reflejar el costo económico de la prestación del servicio de distribución para el siguiente período.

b) La asignación de los costos económicos de la prestación del servicio de distribución a los pará-metros tarifa-rios de cada categoría que se defina en el Régimen Tarifario, deberá efec-tuarse teniendo en cuenta la modalidad de con-sumo de cada grupo de USUARIOS y el nivel de tensión en que se efectúe el suministro.

c) La propuesta de modificación del Régimen Tarifario deberá sus-tentarse en la estructura de consumo de los USUARIOS y tener un grado de detalle que relacione los costos económicos con los parámetros de tarificación para cada categoría de USUARIOS.

ARTICULO 35: El ORGANISMO DE CONTROL, a los efectos de proceder a la presentación de la propuesta reglada en el artículo precedente podrá:

a) contratar los servicios de un grupo consultor de reconocida experiencia en el Sector Eléctrico, que deberá efectuar una propuesta tarifaria alternativa siguiendo idénticos lineamientos que los definidos para la CONCESIONARIA.

b) analizar ambas propuestas y establecer en función de su resultado, compatibilizando el interés de la CONCESIONARIA y de sus USUARIOS, el Régimen Tarifario y el Procedimiento para determinar los Cuadros Tarifarios que estarán vigentes en el siguiente período.

PEAJE

ARTICULO 36: La CONCESIONARIA tendrá derecho a cobrar un peaje por el uso de sus líneas en los términos del artículo 42 inciso d) de la Ley Provincial Nº 11.769 y su reglamentación a GRANDES CONSUMIDORES o a cualquier otro agente del mercado eléctrico.

Dicho peaje se ajustará en cuanto a su precio y forma de pago a las modalidades de la Ley 11.769, de su reglamentación y de los Subanexos pertinentes del presente CONTRATO.

REGIMEN TRIBUTARIO.

ARTICULO 37: La CONCESIONARIA estará sujeta al pago de todos los tributos establecidos por las leyes nacionales y/o provinciales y/o municipales que corres-

pondan y no regirá a su respecto ninguna excepción que le garantice exenciones ni estabilidad tributaria de impuestos, tasas o gravámenes.
Sin perjuicio de ello, si con posterioridad a la fecha de ENTRADA EN VIGENCIA, se produjera un incremento de su carga fiscal, originada como consecuencia de consecuencia de la sanción o modificación de impuestos, tasas o gravámenes nacionales y/o provinciales y/o municipales o de la consagración de un tratamiento tributario diferencial para la prestación del SERVICIO PUBLICO y discriminatorio respecto de otros SERVICIOS PUBLICOS, la CONCESIONARIA podrá trasladar el importe de dichos impuestos, tasas o gravámenes a las tarifas o precios en su exacta incidencia, previa intervención de la AUTORIDAD DE APLICACION

GARANTIA.

ARTICULO 38. Como garantía de ejecución de las obligaciones asumidas por la CONCESIONARIA y/o por los titulares de las ACCIONES CLASE "A" en el presente CONTRATO, quienes resulten adjudicatarios de las ACCIONES CLASE "A" de la CONCESIONARIA, en adelante los GARANTES, constituirán, en la fecha de ENTRADA EN VIGENCIA, una prenda sobre el total de las ACCIONES CLASE "A" de la CONCESIONARIA, de acuerdo a los siguientes términos y condiciones:

a) Las ACCIONES PRENDADAS serán entregadas al CONCEDENTE.
b) Los GARANTES asumen la obligación de incrementar la presente garantía gravando con prenda las ACCIONES CLASE "A" de la CONCESIONARIA que adquieran con posterioridad, como resultado de nuevos aportes de capital que los mismos efectúen o de la capitalización de utilidades y/o saldos de ajuste de capital y/o dividendos en acciones, en los términos del Subanexo "G".
c) La prenda constituida se mantendrá durante todo el PLAZO DE CONCESION y en las sucesivas transferencias de las ACCIONES CLASE "A" subsistirá el gravamen prendario sobre las mismas.

SANCIONES POR INCUMPLIMIENTOS.

ARTICULO 39: En caso de incumplimiento de las obligaciones asumidas por la CONCESIONARIA, el ORGANISMO DE CONTROL podrá aplicar las sanciones previstas en el Subanexo "D", sin perjuicio de las restantes previstas en el presente CONTRATO.

INCUMPLIMIENTOS DE LA CONCESIONARIA.
EJECUCION DE LA GARANTIA.

ARTICULO 40: El CONCEDENTE podrá, sin perjuicio de otros derechos que le asistan en virtud del CONTRATO, ejecutar las ACCIONES PRENDADAS en los siguientes casos:

a) Incumplimiento a lo establecido en los Artículos 16 y 17 de este CONTRATO.

b) Cuando la CONCESIONARIA incumpliese en forma reiterada sus obligaciones contractuales sustanciales y habiendo sido intimada por el ORGANISMO DE CONTROL a regularizar tal situación dentro de un plazo, no lo hiciere.

c) Cuando el valor acumulado de las multas aplicadas a la CONCESIONARIA en el período anterior de UN (1) AÑO supere el VEINTE POR CIENTO (20%) de su facturación anual antes de impuestos y tasas.

d) Si los GARANTES gravaran o permitieran que se gravaran de cualquier modo las ACCIONES PRENDADAS, en violación a lo dispuesto en el numeral 14.14. del PLIEGO.

e) Si la CONCESIONARIA o los GARANTES dificultaran de cualquier modo la venta en licitación pública nacional e internacional de las ACCIONES CLASE "A", en los casos en que así está establecido en este CONTRATO.

f) Si una asamblea de la CONCESIONARIA aprobara, sin la intervención de la AUTORIDAD DE APLICACION, una reforma de los estatutos de la CONCESIONARIA o una emisión de acciones que altere o permita alterar la proporción del CINCUENTA Y UNO POR CIENTO (51%) del total accionario que representan las ACCIONES CLASE "A" o los derechos de voto de las mismas.

ARTICULO 41: Producido cualquiera de los incumplimientos que se mencionan en el artículo precedente, el CONCEDENTE procederá a la venta de las ACCIONES PRENDADAS aplicando el procedimiento previsto en los Artículos 7 y 12 de este CONTRATO con las siguientes aclaraciones:

(i) Hasta que se efectivice la transferencia a los adquirentes en la licitación mencionada en el artículo 7 de las ACCIONES PRENDADAS, los derechos políticos que corresponden a las mismas serán ejercidos por el CONCEDENTE, para lo cual el otorgamiento del presente CONTRATO por los COMPRADORES, tiene el carácter de mandato irrevocable por el cual le otorgan al CONCEDENTE, exclusivamente para tal supuesto, los derechos de voto correspondientes a las ACCIONES PRENDADAS.

Este mandato incluye, sin que esto implique limitación alguna, la facultad expresa para nombrar y remover directores, considerar balances y distribución de dividendos y modificar los estatutos sociales.

(ii) Los titulares de las ACCIONES CLASE "A" no podrán ni directa ni indirectamente, por ejemplo, integrando una sociedad o grupo económico, participar en la licitación antes referida, ni efectuar una oferta en el momento y bajo las condiciones previstas en los Artículos 8, 9 y 10 de este CONTRATO.

Vendidas las ACCIONES CLASE "A" conforme el procedimiento mencionado, el CONCEDENTE abonará a los garantes o al titular de las ACCIONES CLASE "A", según correspondiere, el importe obtenido en la venta de las ACCIONES PRENDADAS, previa deducción, en concepto de indemnización por daños y perjuicios a favor de el CONCEDENTE, de las sumas siguientes calculadas sobre el importe obtenido por la venta:

a) Si el incumplimiento se produce en el primer tercio del PERIODO DE GESTION, la indemnización será del TREINTA POR CIENTO (30%).
b) Si el incumplimiento se produce en el segundo tercio del PERIODO DE GESTION, la indemnización será del VEINTE POR CIENTO (20%).
c) Si el incumplimiento se produce en el último tercio del PERIODO DE GESTION, la indemnización será del DIEZ POR CIENTO (10%).

Los términos que se mencionan en los incisos que anteceden se cuentan a partir de la fecha de inicio de cada PERIODO DE GESTION.

RESCISION POR INCUMPLIMIENTO DEL CONCEDENTE.

ARTICULO 42: Cuando el CONCEDENTE incurra en incumplimiento de sus obligaciones de forma tal que impida a la CONCESIONARIA la prestación del SERVICIO PUBLICO, o afecte gravemente al mismo en forma permanente, la CONCESIONARIA podrá informar al OCEBA sobre los supuestos incumplimientos y exigir al CONCEDENTE para que en el plazo de NOVENTA (90) DÍAS regularice tal situación. Si al vencer dicho plazo el OCEBA confirmara la existencia del incumplimiento por parte de la CONCEDENTE, la CONCESIONARIA podrá exigir al CONCEDENTE la convocatoria a un concurso público internacional para la selección de un/os consultor/es internacional/es, en adelante llamado el "Consultor", que deberá realizar una valuación independiente del CIEN POR CIENTO (100%) de las acciones de la CONCESIONARIA. Dicha convocatoria deberá realizarse dentro de los QUINCE (15) DÍAS de ser exigida por la CONCESIONARIA. El concurso público internacional deberá cumplir los siguientes requisitos:

a) El pliego bajo el cual se efectuará el referido concurso público internacional deberá asegurar la máxima transparencia y publicidad y estimular la concurrencia de la mayor cantidad posible de interesados.

b) La precalificación y selección del Consultor será realizada por el Banco de la Provincia de Buenos Aires, o quién resulte su sucesor como agente financiero institucional de la provincia de Buenos Aires, en un plazo no mayor de los SESENTA (60) DÍAS de ser exigida la convocatoria por la CONCESIONARIA.

c) El Consultor seleccionado deberá haber demostrado reconocida experiencia en la valuación de unidades de negocios del sector eléctrico.

d) Tanto el CONCEDENTE como la CONCESIONARIA tomarán las medidas necesarias para facilitar la tarea del Consultor y posibilitar su acceso a la información necesaria.

e) El Consultor seleccionado realizará la valuación referida aplicando el sistema de valuación de activos que resulte más apropiado según el tiempo transcurrido desde el comienzo de la CONCESIÓN hasta ese momento, de entre los siguientes:

i) Costo Histórico.
ii) Costo de reposición.
iii) Justo valor.

Podrá aplicar también una combinación de los elementos propios de cada sistema, con las correcciones admitidas por la jurisprudencia y doctrina predominantes.

f) El Consultor seleccionado deberá presentar simultáneamente al CONCEDENTE y a la CONCESIONARIA el valor, expresado como un monto en dinero, obtenido

como resultado de la valuación en un plazo no mayor de los CIEN (100) DÍAS de ser exigida la convocatoria por la CONCESIONARIA.
Una vez conocido el valor obtenido como resultado de la valuación, la CONCESIONARIA podrá exigir la rescisión del CONTRATO. Producida la rescisión del CONTRATO, el CONCEDENTE abonará al CONCESIONARIA el valor obtenido como resultado de la valuación referida, previa deducción de los créditos que tenga el CONCEDENTE contra la CONCESIONARIA por cualquier concepto.
En caso de rescate por el Estado, se aplicará en lo que corresponda lo normado por el presente artículo.

QUIEBRA DE LA CONCESIONARIA.

ARTICULO 43: Declarada la quiebra de la CONCESIONARIA, el CONCEDENTE podrá optar por:

a) determinar la continuidad de la prestación del SERVICIO PUBLICO, por parte de la CONCESIONARIA, siendo facultad de El CONCEDENTE solicitar dicha continuidad al juez competente, el cual, conforme a la ley 24.522 Sección II, arts. 189 y sgts., fijará el plazo durante el cual se continuará con la prestación del SERVICIO PUBLICO y que deberá ser el necesario para la enajenación de la sociedad hasta ese momento titular de la CONCESION, y que podrá ser prorrogado por el juez por única vez. Al vencimiento de tal plazo se seguirá el procedimiento previsto en el párrafo siguiente:
b) declarar rescindido el CONTRATO.

Si El CONCEDENTE opta por esta última alternativa, o, de haber optado por la alternativa a), una vez vencido el plazo de continuación de la prestación del SERVICIO PUBLICO conforme a la ley 24.522, se seguirá el procedimiento previsto en el artículo 14 del CONTRATO, con las siguientes aclaraciones: (i) El CONCEDENTE llamará a concurso público dentro de los TREINTA (30) DIAS de notificada la decisión de rescindir el CONTRATO, o de vencido el plazo de continuación de la prestación del SERVICIO PUBLICO fijado por el juez que entienda en la quiebra.
(ii) El precio que se obtenga por la venta de las acciones una vez deducidos todos los créditos que por cualquier concepto tenga el CONCEDENTE contra la CONCESIONARIA, será depositado en el juicio de quiebra de ésta, como única y total contraprestación que la CONCESIONARIA tendrá derecho a percibir por la transferencia de la totalidad de sus bienes afectados a la prestación del SERVICIO PUBLICO. Entre los créditos a deducir estarán los porcentajes de descuento a que se refiere el Artículo 41, que se aplicarán del modo allí establecido.
(iii) La quiebra del OPERADOR de la CONCESIONARIA, será considerada como un caso de incumplimiento de la CONCESIONARIA, y dará lugar a la ejecución de la prenda sobre las ACCIONES PRENDADAS, salvo que la CONCESIONARIA lo sustituya por otro OPERADOR satisfactorio para el CONCEDENTE, dentro del plazo de TREINTA (30) DIAS de ser intimado a ello por el CONCEDENTE.

CESION.

ARTICULO 44: Los derechos y obligaciones de la CONCESIONARIA emergentes del presente CONTRATO no podrán ser cedidos a ningún tercero sin el consentimiento previo del Poder Ejecutivo Provincial.

1208

SOLUCION DE DIVERGENCIAS.

ARTICULO 45. Toda controversia que se genere entre la CONCESIONARIA y los GENERADORES, EMPRESAS TRANSPORTISTAS, COMERCIALIZADORES y/o USUARIOS con motivo de la prestación del SERVICIO PUBLICO, de la aplicación o interpretación del CONTRATO, será sometida a la jurisdicción del ORGANISMO DE CONTROL, conforme a las prescripciones de la Ley Provincial Nº 11.769 y de sus normas reglamentarias, con apelación ante los tribunales competentes en razón de la materia de la ciudad de La Plata, Provincia de Buenos Aires.

DERECHO APLICABLE Y JURISDICCION.

ARTICULO 46. Sin perjuicio del marco legal sustancial dado por las Leyes provinciales Nº 11.769 y 11.771, el CONTRATO será regido e interpretado de acuerdo con las leyes de la República Argentina, y en particular, por las normas y principios del Derecho Administrativo, sin que ello obste a que las relaciones que la CONCESIONARIA mantenga con terceros se rijan sustancialmente por el Derecho Privado. Para todos los efectos derivados del CONTRATO, las partes aceptan la jurisdicción de los tribunales del fuero contencioso-administrativo de la ciudad de La Plata, Provincia de Buenos Aires, República Argentina.

DISPOSICIONES TRANSITORIAS.

ARTICULO 47: La CONCESIONARIA no deberá aplicar otros regímenes tarifarios diferenciales que aquéllos que a la fecha de firma del CONTRATO aplique ESEBA S.A., salvo aquellos acuerdos que la CONCESIONARIA pueda celebrar con clientes activos con características de demanda que los habilite para acceder al Mercado Eléctrico Mayorista. La celebración de estos acuerdos no podrá ser invocada por la CONCESIONARIA para alegar un cambio de la ecuación económica del negocio de distribución.

La AUTORIDAD DE APLICACION controlará la correcta aplicación de estos regímenes tarifarios diferenciales, debiendo informar a las áreas del Gobierno Provincial respectivas los montos anuales de las partidas presupuestarias específicas destinadas a cubrir la diferencia de ingresos de la CONCESIONARIA por aplicación de las reducciones tarifarias y regímenes tarifarios diferenciales que cada una de dichas áreas de Gobierno deberá prever en su estimación presupuestaria, a partir del año siguiente al de la entrada en vigencia del presente CONTRATO.

La CONCESIONARIA aportará a la AUTORIDAD DE APLICACION los datos necesarios para verificar los montos a que es acreedora por aplicación de los citados regímenes diferenciales y reducciones tarifarias.

La AUTORIDAD DE APLICACION acordará con cada área de gobierno respectiva, el mecanismo por el cual se asegure a la CONCESIONARIA, el reintegro mensual de los montos correspondientes.
En caso de no recibir los reintegros por un plazo de SESENTA (60) días la CONCESIONARIA estará facultada a cesar en la aplicación de las referidas reducciones tarifarias y regímenes tarifarios diferenciales, previa notificación fehaciente a la AUTORIDAD DE APLICACION.
En el período comprendido entre la FECHA DE ENTRADA EN VIGENCIA y el 31 de diciembre del mismo año, la CONCESIONARIA se compromete a aplicar las citadas reducciones y regímenes tarifarios diferenciales, quedando las diferencias de ingresos resultantes a su exclusivo cargo.

Las partes fijan domicilios especiales a todos los efectos, el CONCEDENTE en ..... y la CONCESIONARIA en ....., ambos en la ciudad de La Plata, Provincia de Buenos Aires, República Argentina. En prueba de conformidad se firma el presente en DOS (2) ejemplares de un mismo tenor y a un solo efecto, en La Plata, a los .... días del mes de ..... de .....

1208

SUBANEXO A

REGIMEN TARIFARIO Y NORMAS DE APLICACION DEL CUADRO TARIFARIO

Este régimen será de aplicación para los clientes del servicio público de distribución de energía eléctrica, abastecidos por EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias), desde la fecha de Toma de Posesión y hasta la finalización del año número quince (15) inmediato posterior a la fecha de Toma de Posesión.

Se clasifica a los clientes, a los efectos de su ubicación en el Cuadro Tarifario, cuyo formato integra éste Régimen (páginas 23 a 26), en las siguientes categorías:

- Clientes de Pequeñas Demandas:

  Son aquellos cuya demanda máxima es inferior a diez kilovatios (10 KW).

- Clientes de Medianas Demandas:

  Son aquellos cuya demanda máxima promedio de quince (15) minutos consecutivos es igual o superior a diez kilovatios (10 KW) e inferior a cincuenta kilovatios (50 KW).

- Clientes de Grandes Demandas:

  Son aquellos cuya demanda máxima promedio de quince (15) minutos consecutivos es de cincuenta kilovatios (50 KW) o más.

A los efectos de la aplicación del presente Régimen, se distinguen los siguientes niveles de tensión de suministro:

- Baja tensión: Tensión de suministro menor a 1 KV
- Media tensión: Tensión de suministro igual o mayor a 1 KV y menor de 66 KV
- Alta tensión: Tensión de suministro mayor a 66 KV

Para los clientes servidos a la fecha de Toma de Posesión, y durante un plazo de hasta dos (2) años contados desde la misma, se admitirá que los límites de demanda que definen las categorías tarifarias se amplíen, en virtud de limitaciones impuestas por los equipos de medición instalados, a los siguientes valores:

- Clientes de Pequeñas Demandas:

  Serán aquellos cuya demanda máxima es inferior a treinta kilovatios (30 KW).

- Clientes de Medianas Demandas:

  Serán aquellos cuya demanda máxima promedio de quince (15) minutos consecutivos es igual o superior a treinta kilovatios (30 KW) e inferior a cien kilovatios (100 KW).

- Clientes de Grandes Demandas:

  Son aquellos cuya demanda máxima promedio de quince (15) minutos consecutivos es de cien kilovatios (100 KW) o más.

EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) contará con un plazo de dos (2) años a partir de la fecha de Toma de Posesión para proveer los equipos de medición que le permitan encuadrar a la totalidad de sus clientes en la categoría correspondiente a sus niveles de demanda, identificados en la página 1 del presente Régimen. EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) procederá luego de la instalación del equipo de medición al cambio del encasillamiento a los clientes que corresponda, rigiendo la modificación a partir del primer período de facturación posterior a la citada instalación.

En caso que, transcurrido el lapso de dos (2) años, EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) no haya provisto el equipamiento de medición adecuado para clasificar a la totalidad de sus clientes, segun las previsiones de la página 1 del presente régimen tarifario, será sancionado según se establece en el **Subanexo D "Normas de Calidad de Servivcio Público y Sanciones".**

CAPÍTULO I

TARIFA 1 - PEQUEÑAS DEMANDAS

Artículo 1: APLICABILIDAD

La Tarifa 1 se aplica a los clientes que den a la energía eléctrica suministrada los usos indicados en cada categoría tarifaria, a condición de que su demanda máxima de potencia sea inferior a diez kilovatios (10 KW).

Artículo 2: IMPORTES, FACTURACIÓN, FORMA DE PAGO E INCUMPLIMIENTOS.

El cliente pagará por el servicio que recibe:

- Un cargo fijo, haya o no consumo de energía, contenido en el Cuadro Tarifario aprobado por la Autoridad de Aplicación para ser aplicado por EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias).

- Los cargos variables contenidos en el Cuadro Tarifario aprobado por la Autoridad de Aplicación para ser aplicados por EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias), multiplicados por la cantidad de energía consumida.

- De resultar procedentes de acuerdo a lo estipulado en el Artículo 3 de éste Subanexo, los recargos por bajo factor de potencia contenidos en el Cuadro Tarifario aprobado por la Autoridad de Aplicación para ser aplicado por EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias).

Los valores iniciales correspondientes a los cargos fijo, variables y por bajo factor de potencia, se indican en el **Subanexo C "Cuadro Tarifario Inicial"**, y se recalcularán según se establece en el **Subanexo B "Procedimiento para la Determinación del Cuadro Tarifario"**, en las oportunidades y con las frecuencias que allí se indican.

Las facturas por suministro de energía serán presentadas al cliente, pudiendo ser abonadas en efectivo o mediante cheque, interdepósito, giro a la orden de EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias), u otra modalidad de pago que EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) autorice en los lugares que este disponga.

Los valores respectivos deberán encontrarse acreditados en la cuenta o en poder de EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) dentro del plazo señalado para el vencimiento de las facturas, incluido cuando correspondiere el plazo de compensación bancaria, o en el día hábil inmediato posterior si el día de vencimiento fuera feriado.

En caso de no cumplimentarse el pago conforme lo señalado en el párrafo precedente, se considerará que el mismo fue efectuado fuera de término, procediéndose en tal caso a liquidar intereses punitorios por los días que medien entre el vencimiento de la factura y la fecha de efectivo pago a EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias).

Los pagos realizados por el cliente serán apropiados en primer término y hasta su cancelación total, a las facturas por intereses punitorios que se encuentren pendientes de pago. En caso de subsistir un remanente de dicho pago, luego de cumplimentar lo expuesto precedentemente, se afectará el mismo al pago total o parcial de la factura por suministro de mayor antigüedad, comenzando por la primera cuyo vencimiento haya operado.

Los saldos impagos de las facturas por consumo, continuarán devengando los intereses punitorios pertinentes.

El incumplimiento de pago de facturas por suministro de potencia y energía eléctrica en la fecha estipulada, originará que la mora se produzca automáticamente, sin que sea menester intimación judicial o extrajudicial. A partir de la fecha de producida la misma, EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) aplicará el interés punitorio determinado por la Autoridad de Aplicación.

Las facturas por intereses punitorios deberán ser abonadas dentro de los diez (10) días corridos de su presentación.

Sin perjuicio de ello estarán a exclusivo cargo del cliente los gastos que demande la percepción efectiva del importe adeudado.
En caso que la mora aludida supere los quince (15) días corridos de la fecha de vencimiento de la factura, EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) podrá proceder a la suspensión del suministro de energía eléctrica e iniciar las acciones administrativas y/o judiciales a las que se encuentra habilitado por la legislación vigente.

Artículo 3: FACTOR DE POTENCIA

El cliente deberá mantener su "factor de potencia" o "coseno fi" por encima de ochenta y cinco centésimos (0,85). Se considerará energía reactiva excedente a la que supere el 63 % de la energía activa consumida.

La determinación del factor de potencia del cliente podrá llevarse a cabo, a opción de EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias), efectuando mediciones instantáneas bajo un régimen de funcionamiento y carga normales en las instalaciones objeto del suministro, o bien determinando su valor medio durante el período de facturación, por medición de la energía reactiva entregada al cliente en dicho período.

Si EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) comprobara que el factor de potencia resulta inferior al valor señalado, notificará al cliente esta circunstancia otorgándole un plazo de sesenta (60) días para que éste proceda a su corrección.

En caso que transcurrido el plazo otorgado para la normalización, el cliente aún registrase bajo factor de potencia, el exceso de energía reactiva será penalizado facturando cada kilovolt-amper reactivo hora (KVARh) excedente al precio fijado en el Cuadro Tarifario, a partir de la primera facturación que se le emita con posterioridad a la comprobación de la anomalía, y hasta tanto la misma sea subsanada.

No obstante, si el factor de potencia registrado fuere inferior a sesenta centésimos (0,60), EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y

normas complementarias) previa notificación al cliente, podrá suspender el suministro de energía hasta tanto éste lleve a cabo la adecuación de sus instalaciones.

Artículo 4: ENCUADRAMIENTOS

A los fines de clasificar y aplicar los debidos cargos a los clientes comprendidos en la Tarifa 1, se definen los siguientes tipos de suministros:

4.1.- TARIFA 1R - Pequeñas Demandas uso Residencial

Serán encuadrados como Tarifa 1 Residencial (T1R) exclusivamente, los servicios eléctricos prestados en los lugares y para los usos enumerados a continuación:

- Casas o departamentos destinados a vivienda únicamente, excepto hoteles, alojamientos, casas de pensión y casas donde se subalquilen habitaciones.
- Casa - habitación en la que el titular ejerza profesiones liberales, considerando como tales a los diplomados en instituciones o institutos oficiales y/o privados reconocidos. Se exceptúan los casos en que haya pluralidad de profesionales y/o aquellos en que exista más de una persona trabajando en relación de dependencia.
- Casa - habitación cuyos ocupantes desarrollen trabajos a domicilio, siempre que en las mismas no existan locales de atención al público, y que la potencia de los motores o aparatos afectados a dichos trabajos no excedan de cinco décimas de kilovatios (0,5 KW) cada uno y tres kilovatios (3 KW) en conjunto.
- Dependencias o instalaciones en condominio de inmuebles cuando el destino mayoritario del mismo sea vivienda.
- En zonas urbanas y suburbanas sin servicio de agua corriente por red de cañerías, para el bombeo de agua potable destinada al consumo doméstico unifamiliar.
- Casa - habitación en la que el titular del suministro, en una dependencia de la misma posea un negocio pequeño de venta de artículos y/o servicios al menudeo (kiosco, venta de pan, verduras, comestibles en general, arreglo de calzado, etc.) y cuya potencia instalada sea inferior a la correspondiente al área destinada a vivienda.

4.1.1.- Por la prestación del servicio eléctrico en los lugares y para los usos arriba enumerados, el cliente abonará los precios establecidos para la Tarifa T1R del Cuadro Tarifario, salvo en aquellos casos que su demanda sea clasificada como estacional.

4.1.2.- Será considerado como Suministro Estacional el recibido por aquellos clientes residenciales cuyo consumo máximo de energía en un período de facturación cualquiera durante el año calendario inmediato anterior, supere en al menos setenta y cinco por ciento (75%) el promedio de los consumos facturados en ese año calendario. En estos casos la tarifa aplicable será la Tarifa 1 Residencial Estacional (T1RE).

Un cliente encasillado como T1RE en razón de su modalidad de consumo histórico, podrá solicitar a la compañía mediante comunicación escrita ser re-encasillado como T1R, si expresa que dicha modalidad de consumo no reunirá en lo sucesivo las características de tipo estacionales más arriba definidas. EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) se reserva el derecho de verificar tal cambio de comportamiento en el consumo, y el de anular el re-

encasillamiento si comprueba en la práctica que el consumo continúa siendo estacional. En tales casos la compañía tendrá derecho a facturar las diferencias entre la tarifa T1RE y T1R, desde la fecha en que otorgó el re-encasillamiento.

4.2.- TARIFA 1G - Pequeñas Demandas uso General

La Tarifa 1 Servicio General (T1G) se aplicará a los servicios eléctricos prestados en los lugares y para los usos enumerados a continuación.

- Establecimientos comerciales y/o de carácter fabril y/o industrial.
- Plantas transmisoras y/o retransmisoras de telecomunicaciones (radioemisoras, teledifusora, etc.).
- Instalaciones para el bombeo de agua y líquidos cloacales.
- Dependencias administrativas de reparticiones públicas, nacionales, provinciales y municipales.
- Asociaciones civiles y entidades con o sin propósito de lucro
- Embajadas, legaciones y consulados; cámaras de comercio e industria, tanto nacionales como extranjeras.
- En todos los demás casos en que no corresponda expresamente otra tarifa de Pequeñas Demandas descritas en el presente Régimen.

4.2.1.- Por la prestación del servicio eléctrico en los lugares y para los usos enumerados en los párrafos precedentes, el cliente abonará los precios establecidos para la Tarifa 1 Servicio General (T1G) del Cuadro Tarifario, en los subgrupos bajos (T1GBC) o altos (T1GAC) consumos, salvo en aquellos casos en que su demanda sea clasificada como estacional.

4.2.2.- Será considerado como suministro estacional el recibido por aquellos clientes del servicio general cuyo consumo máximo de energía en un período de facturación cualquiera durante el año calendario inmediato anterior, supere en al menos cincuenta por ciento (50%) el promedio de los consumos facturados en ese año calendario. En estos casos la tarifa aplicable será la Tarifa 1 Servicio General Estacional (T1GE).

Un cliente encasillado como T1GE en razón de su modalidad de consumo histórico, podrá solicitar a la compañía mediante comunicación escrita ser re-encasillado como T1GBC o T1GAC, si expresa que su modalidad de consumo no reunirá en lo sucesivo las características de tipo estacionales más arriba definidas. EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) se reserva el derecho de verificar tal cambio de comportamiento en el consumo, y el de anular el re-encasillamiento si comprueba en la práctica que el consumo continúa siendo estacional. En tales casos la compañía tendrá derecho a facturar las diferencias entre la tarifa T1GE y la que se le aplicó efectivamente al cliente, como consecuencia del re-encasillamiento, desde la fecha en que el mismo tuvo lugar.

4.3.- TARIFA 1 AP - Pequeñas Demandas Alumbrado Público

Se aplicará a los clientes que utilizan el suministro para el Servicio Público de Alumbrado y Señalamiento Luminoso, según se describe a continuación:

- Iluminación de caminos, avenidas, calles, plazas, puentes y demás vías de uso público.
- Alimentación de sistemas eléctricos de señalización de tránsito.
- Iluminación de fuentes ornamentales, monumentos y relojes de propiedad nacional, provincial o municipal.

4.3.1.- En los suministros de energía eléctrica de pequeñas demandas destinada a abastecer el Alumbrado Público y Señalamiento Luminoso, el cliente pagará por el servicio que recibe un cargo fijo y un cargo variable, contenidos en el Cuadro Tarifario aprobado por la Autoridad de Aplicación para ser aplicado por EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias), proporcional a la energía consumida, cuyo valor inicial se indica en el **Subanexo C "Cuadro Tarifario Inicial"**, y se recalculará según se establece en el **Subanexo B "Procedimiento para la Determinación del Cuadro Tarifario"**, en las oportunidades y con las frecuencias que allí se indican.

Además, de resultar procedentes de acuerdo a lo estipulado en el Artículo 3 de éste Subanexo, los recargos por bajo factor de potencia contenidos en el Cuadro Tarifario aprobado por la Autoridad de Aplicación para ser aplicado por EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias).

4.3.2.- En aquellos casos en que el servicio se preste sin medición de energía suministrada, se estimará la energía consumida por cada lámpara, en base a la potencia de la misma y a un tiempo estimado de encendido de trescientas treinta (330) horas por mes, incrementando dicha energía estimada en un (5 %) cinco por ciento.

CAPÍTULO II

TARIFA 2 - MEDIANAS DEMANDAS

Artículo 5: APLICABILIDAD

La Tarifa 2 se aplicará a todos los suministros de energía eléctrica cuya demanda de potencia, independientemente de la finalidad a que se destine el consumo, sea mayor o igual a diez kilovatios (10 KW) y menor de cincuenta kilovatios (50 KW). Los precios aplicables serán los que correspondan al nivel de tensión óptimo técnico-económico para la atención de suministro.

Artículo 6: TRAMOS HORARIOS

La duración de los tramos horarios serán coincidentes con los que se establezcan a nivel nacional para las transacciones en el Mercado Eléctrico Mayorista (M.E.M.), de acuerdo a lo siguiente:

- Duración del tramo horario de pico: coincidente con el del M.E.M.
- Duración del tramo horario fuera de pico: comprende los períodos de valle nocturno y horas restantes del M.E.M.

Artículo 7: CAPACIDAD DE SUMINISTRO.

Se denomina Capacidad de Suministro convenida a la potencia máxima en kilovatios (KW) promedio quince minutos que EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) se compromete a poner a disposición del cliente en cada punto de entrega y para cada tramo horario. El cliente se compromete a abonarla haya o no consumo, de acuerdo a lo descrito en el Artículo 8, apartados 8.1 y siguientes. Los compromisos antes citados deberán ser formalizados por escrito.

La capacidad de suministro para cada tramo horario regirá por períodos de facturación completos y por un lapso de doce (12) meses consecutivos, contados desde la fecha de habilitación del servicio, y en lo sucesivo por intervalos de doce (12) meses salvo las eventuales modificaciones previstas más adelante.

Consecuentemente las facturaciones por capacidad de suministro serán consideradas cuotas sucesivas de una misma obligación.

Transcurrido el plazo de doce (12) meses consecutivos, la obligación de abonar el importe que surge de aplicar el cargo por capacidad de suministro convenida en cada tramo horario, rige por todo el tiempo en que EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) brinde su servicio al cliente y hasta tanto éste último no comunique por escrito a EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) su decisión de prescindir total o parcialmente de la capacidad de suministro puesta a su disposición, o bien de solicitar un incremento en la capacidad de suministro.

Si habiéndose cumplido el plazo de doce (12) meses consecutivos por el que se convino la capacidad de suministro, el cliente decide prescindir totalmente de la misma, solo podrá pedir la reconexión del servicio si ha transcurrido como mínimo un (1) año de habérsele dado de baja. Alternativamente, transcurridos períodos menores, EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) podrá proceder a la reconexión previo pago por parte del cliente, como máximo, del importe del cargo por capacidad de suministro que se le hubiera facturado mientras el servicio estuvo desconectado, en base a la capacidad convenida vigente al momento de la desconexión.

Cuando existan dudas sobre la potencia a demandar como consecuencia de iniciarse el suministro, de incorporarse nueva tecnología o equipamiento, o de circunstancias similares, EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) podrá otorgar a pedido del cliente, un plazo de prueba para fijar el valor de la capacidad de suministro de hasta tres (3) meses consecutivos. El primer período de doce (12) meses incluirá el plazo de prueba si lo hubiere.

Si el cliente necesitare una potencia superior a la convenida anteriormente en cualquier punto de entrega, para uno o más tramos horarios, deberá solicitarla por escrito con una anticipación prudencial, a efectos que EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) adopte los recaudos necesarios y proceda al cobro de la contribución por obra que corresponda conforme lo establecido en el **Subanexo E "Reglamento de Suministro y Conexión"**, en la medida que la misma sea procedente.

Acordado por EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) el aumento de capacidad de suministro, la nueva reemplazará a la anterior a partir del inicio del próximo período de facturación, y tendrá vigencia por un período de doce meses contados desde el momento en que la nueva capacidad sea puesta a disposición del cliente, y por períodos de doce meses consecutivos a menos que el cliente manifieste su expresa voluntad en contrario de la forma ya expuesta.

El cliente procurará no utilizar potencias superiores a las convenidas para cada tramo horario, y EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias)no estará obligado a suministrarla. Si existiesen excesos de demanda por parte del cliente, y EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) considerase que los mismos son perjudiciales para el correcto funcionamiento y/o la integridad de sus instalaciones, podrá suspender el suministro previa notificación al cliente, y exigir el pago de los daños ocasionados en las mismas.

Artículo 8: CARGOS

Por el servicio convenido en cada punto de entrega el cliente pagará:

8.1.- Un cargo por cada kilovatio (KW) de capacidad de suministro convenida en cada tramo horario, cuando la potencia máxima demandada sea inferior a dicha capacidad. Si por el contrario la demanda de potencia excede a la capacidad de suministro convenida, el exceso será facturado conforme se indica en el punto 8.1.2. De haberse acordado la vigencia del período de prueba de tres (3) meses que sucede al inicio del suministro, o que antecede al cambio de la capacidad de suministro, la facturación del cargo por capacidad para cada tramo horario durante el mismo, se efectuará siempre en base a la potencia máxima demandada en cada tramo horario del período que se facture.

El cargo por capacidad de suministro que se facturará mensualmente estará compuesto por la suma de dos conceptos: importe por capacidad en horario pico e importe por capacidad en horario fuera de pico, que se definen a continuación:

- Importe por capacidad en horario pico: se calcula multiplicando el cargo por potencia de pico contenido en el Cuadro Tarifario aprobado por la Autoridad de Aplicación para ser aplicado por EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias), por la demanda de potencia en pico (mayor valor entre la convenida y la registrada para dicho período).
- Importe por capacidad en horario fuera de pico: se calcula multiplicando el cargo por potencia fuera de pico contenido en el Cuadro Tarifario aprobado por la Autoridad de Aplicación para ser aplicado por EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias), por la demanda de potencia fuera de pico (mayor valor entre la convenida y la registrada para dicho período).

8.1.2.- Los excesos de demanda del cliente serán facturados sin recargo si fueran menores o iguales al cinco por ciento (5%) de la capacidad de suministro convenida para cada tramo horario, a condición de que los excesos no hayan ocurrido más de tres (3) veces

consecutivas, o cinco (5) alternadas durante los últimos doce (12) meses. En todos los demás casos, los excesos serán penalizados con un recargo del cincuenta por ciento (50%) respecto de la tarifa establecida para la potencia de cada tramo horario en el Cuadro Tarifario. La facturación de los excesos será realizada por EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) en el período en que se registraron los mismos.

8.1.3.- Cuando un suministro de carácter permanente sea dado de alta o de baja, abarcando consumos por un período menor que el de facturación, el cargo por capacidad de suministro para cada tramo horario se facturará en forma directamente proporcional a la cantidad de días en que se efectuó el suministro.

Tratándose de servicios de carácter transitorio, tales como parques de diversiones, circos, obras, etc. y cuando el suministro se hubiere prestado durante parte de un período de facturación, el cargo por capacidad de suministro para cada tramo horario será facturado íntegramente por todo el período cuando sean dados de alta y directamente proporcional al mismo cuando sean dados de baja.

8.1.4.- En los supuestos de caso fortuito o fuerza mayor que disminuya o anule la capacidad de consumo del cliente, una vez reconocidos definitivamente los hechos, se facturará la potencia máxima promedio de quince (15) minutos registrada en cada tramo horario durante el acontecimiento en lugar de la convenida, en forma proporcional a la duración del mismo respecto del período de facturación, aún cuando el registro fuera inferior a la capacidad de suministro convenida o de la capacidad mínima fijada para la categoría.

8.2.- Un cargo fijo mensual, cuyo valor es establecido en el Cuadro Tarifario aprobado por la Autoridad de Aplicación para ser aplicado por EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias).

8.3.- Los cargos por energía activa establecidos para cada tramo horario en el Cuadro Tarifario aprobado por la Autoridad de Aplicación para ser aplicado por EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias).

8.4.- De resultar procedentes de acuerdo a lo estipulado en el Artículo 10 de éste Subanexo, los recargos por bajo factor de potencia contenidos en el Cuadro Tarifario aprobado por la Autoridad de Aplicación para ser aplicado por EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias).

Los valores iniciales correspondientes a los cargos fijo, por potencia, variables y recargo por bajo factor de potencia, se indican en el **Subanexo C "Cuadro Tarifario Inicial"**, y se recalcularán según se establece en el **Subanexo B "Procedimiento para la Determinación del Cuadro Tarifario"**, en las oportunidades y con las frecuencias que allí se indican.

Artículo 9: MEDICIÓN.

La medición de potencia y energía suministrada se efectuará con los equipos cuyas características se adapten a la estructura de la Tarifa 2, en lo relativo a su aptitud para medir ambas magnitudes, cumpliendo con las condiciones que se establecen en el Contrato de Concesión.

Los equipos de medición serán provistos e instalados en el lugar de suministro por EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias), siendo de su propiedad . Los costos derivados de la adquisición del equipo y su instalación son reconocidos a EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) a través de tarifas, y abonados por el cliente al pagar éstas.

El contraste para la verificación del buen funcionamiento de los instrumentos de medición, se realizará de acuerdo a lo que establezca el **Subanexo E "Reglamento de Suministro y Conexión"** y sus normas complementarias.

El cliente tendrá derecho a colocar para su control un "Equipo de Medición" auxiliar que deberá tener las mismas características técnicas que el instalado como medición principal por EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias).

Deberá entenderse como "Equipo de Medición" al conjunto de transformadores de tensión y corriente, aparatos de medición, de indicación, de puesta en marcha o parada y todo elemento que permita el conexionado y/o forme parte de la instalación.

El equipo de medición adicional deberá estar ubicado fuera de las instalaciones de EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias).

El cliente podrá solicitar la verificación del estado de funcionamiento del medidor de EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias), comprometiéndose a abonar los gastos que ello demande si se verificare lo injustificado de su reclamo, de acuerdo a lo establecido en el **Subanexo E "Reglamento de Suministro y Conexión"**. Si como resultado de la verificación se descubriere un anormal funcionamiento del equipo de EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias), se exceptuará al cliente del citado pago.

Artículo 10: FACTOR DE POTENCIA

El cliente deberá mantener su "factor de potencia" o "coseno fi" por encima de noventa y cinco centésimos (0,95). Se considerará energía reactiva excedente a la que supere el 32,9 % de la energía activa consumida.

La determinación del factor de potencia del cliente podrá llevarse a cabo, a opción de EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias), efectuando mediciones instantáneas bajo un régimen de

funcionamiento y carga normales en las instalaciones objeto del suministro, o bien determinando su valor medio durante el período de facturación, por medición de la energía reactiva entregada al cliente en dicho período.
Si EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) comprobara que el factor de potencia resulta inferior al valor señalado, notificará al cliente esta circunstancia otorgándole un plazo de sesenta (60) días para su corrección. En caso de que transcurrido el plazo otorgado para la normalización, el cliente aun registrare bajo factor de potencia, el exceso de energía reactiva será penalizado facturando cada kilo volt-amper reactivo hora (KVARh) excedente al precio fijado en el Cuadro Tarifario aprobado por la Autoridad de Aplicación para ser aplicado por EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias). No obstante, si el factor de potencia registrado fuere inferior a sesenta centésimos (0,60) inductivo, EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias)previa notificación al cliente, podrá suspender el suministro de energía hasta tanto el cliente lleve a cabo la adecuación de sus instalaciones.

Artículo 11: SUMINISTRO A ESTACIONES DE BOMBEO.
En el caso de suministro a estaciones afectadas a servicios públicos de bombeo de agua potable y/o líquidos cloacales, se podrá establecer a los efectos de la facturación una única capacidad de suministro, integrada por la suma del conjunto de tales suministros alimentados en la misma tensión.

La potencia convenida será en estos casos la suma aritmética de las potencias individuales máximas en kilovatios (KW) promedio quince (15) minutos, puestas a disposición en cada suministro.

EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) de considerarlo conveniente, podrá optar por tomar como potencia máxima individual a la potencia nominal (de chapa) de cada uno de los equipos afectados al servicio, reservándose el derecho de realizar inspecciones a efectos de verificar la existencia de equipamiento instalado y no denunciado oportunamente. En tales casos, tendrá derecho a facturar los consumos de potencia atribuibles a dichos equipos no declarados, desde la fecha de puesta en servicio de los mismos y hasta detectada la anormalidad, con una retroactividad no mayor de un (1) año. El precio a aplicar a tal facturación podrá ser de hasta un veinte (20) por ciento superior al establecido para la potencia en cada tramo horario, en el Cuadro Tarifario vigente al momento de la detección.

Artículo 12: FACTURACIÓN, FORMA DE PAGO E INCUMPLIMIENTO.
Las facturas por suministro de energía serán presentadas al cliente, pudiendo ser abonadas en efectivo o mediante cheque, interdepósito, giro a la orden de EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias), u otra modalidad de pago que EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) autorice en los lugares que este disponga.

Los valores respectivos deberán encontrarse acreditados en la cuenta o en poder de EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) dentro del plazo señalado para el vencimiento de las facturas, incluido cuando correspondiere el plazo de compensación bancaria, o en el día hábil inmediato posterior si el día de vencimiento fuera feriado.

En caso de no cumplimentarse el pago conforme lo señalado en el párrafo precedente, se considerará que el mismo fue efectuado fuera de término, procediéndose en tal caso a liquidar intereses punitorios por los días que medien entre el vencimiento de la factura y la fecha de efectivo pago a EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias).

Los pagos realizados por el cliente serán apropiados en primer término y hasta su cancelación total, a las facturas por intereses punitorios que se encuentren pendientes de pago. En caso de subsistir un remanente de dicho pago, luego de cumplimentar lo expuesto precedentemente, se afectará el mismo al pago total o parcial de la factura por suministro de mayor antigüedad, comenzando por la primera cuyo vencimiento haya operado.

Los saldos impagos de las facturas por consumo, continuarán devengando los intereses punitorios pertinentes.

El incumplimiento de pago de facturas por suministro de potencia y energía eléctrica en la fecha estipulada, originará que la mora se produzca automáticamente, sin que sea menester intimación judicial o extrajudicial. A partir de la fecha de producida la misma, EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) aplicará el interés punitorio determinado por la Autoridad de Aplicación.

Las facturas por intereses punitorios deberán ser abonadas dentro de los diez (10) días corridos de su presentación.

Sin perjuicio de ello, estarán a exclusivo cargo del cliente los gastos que demande la percepción efectiva del importe adeudado.

En caso que la mora aludida supere los quince (15) días corridos de la fecha de vencimiento de la factura, EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) podrá proceder a la suspensión del suministro de energía eléctrica e iniciar las acciones administrativas y/o judiciales a las que se encuentra habilitado por la legislación vigente.

Artículo 13: SUMINISTRO DE RESERVA.

El cliente podrá solicitar un servicio de suministro eléctrico de reserva, cuando se encuentre en una de las siguientes condiciones:

- Opere normalmente una planta propia de producción de energía.
- Las condiciones particulares de la utilización de la energía hagan necesaria la alimentación auxiliar.

El cliente que requiera un servicio de estas características, deberá convenir individualmente con EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) las condiciones técnicas y/o económicas por períodos mínimos de doce (12) meses.

CAPÍTULO III

TARIFA 3 - GRANDES DEMANDAS

Artículo 14: APLICABILIDAD.

La Tarifa 3 se aplicará a todos los suministros de energía eléctrica cuya demanda de potencia, independientemente de la finalidad a que se destine el consumo, sea mayor o igual a cincuenta kilovatios (50 KW). Los precios aplicables serán los que correspondan al nivel de tensión óptimo técnico-económico de suministro.

Artículo 15: TRAMOS HORARIOS.

La extensión de los tramos horarios serán coincidentes con los que se establezcan a nivel nacional para las transacciones en el Mercado Eléctrico Mayorista (M.E.M.), de acuerdo a lo siguiente:
Para los cargos por potencia:

- Tramo horario de pico: coincidente con el del M.E.M.
- Tramo horario fuera de pico: comprende los períodos de valle nocturno y horas restantes del M.E.M.

Para los cargos variables por energía consumida:

- Tramo horario de pico: coincidente con el del M.E.M.
- Tramo horario horas restantes: coincidente con el del M.E.M.
- Tramo horario de valle: coincidente con el del M.E.M.

Artículo 16: CAPACIDAD DE SUMINISTRO.

Se denomina Capacidad de Suministro convenida a la potencia máxima en kilovatios (KW) promedio quince (15) minutos que EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) se compromete a poner a disposición del cliente en cada punto de entrega y para cada tramo horario. El cliente se compromete a abonarla haya o no consumo, de acuerdo a lo descrito en el Artículo 17, apartados 17.1.4 y siguientes. Los compromisos antes citados deberán ser formalizados por escrito.

La capacidad de suministro para cada tramo horario regirá por períodos de facturación completos y por un lapso de doce (12) meses consecutivos, contados desde la fecha de habilitación del servicio, y en lo sucesivo por intervalos de doce (12) meses salvo las eventuales modificaciones previstas más adelante.

Consecuentemente las facturaciones por capacidad de suministro serán consideradas cuotas sucesivas de una misma obligación.

Transcurrido el plazo de doce (12) meses consecutivos, la obligación de abonar el importe que surge de aplicar el cargo por capacidad de suministro convenida en cada tramo horario, rige por todo el tiempo en que EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) brinde su servicio al cliente y hasta tanto éste último no comunique por escrito a EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) su decisión de prescindir total o parcialmente de la capacidad de suministro puesta a su disposición, o bien de solicitar un incremento en la capacidad de suministro.

Si habiéndose cumplido el plazo de doce (12) meses consecutivos por el que se convino la capacidad de suministro, el cliente decide prescindir totalmente de la misma, solo podrá pedir la reconexión del servicio si ha transcurrido como mínimo un año de habérsele dado de baja. Alternativamente, transcurridos períodos menores, EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) podrá proceder a la reconexión previo pago por parte del cliente, como máximo, del importe del cargo por capacidad de suministro que se le hubiera facturado mientras el servicio estuvo desconectado, en base a la capacidad convenida vigente al momento de la desconexión.

Cuando existan dudas sobre la potencia a demandar como consecuencia de iniciarse el suministro, de incorporarse nueva tecnología o equipamiento o de circunstancias similares, EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) podrá otorgar a pedido del cliente, un plazo de prueba para fijar el valor de la capacidad de suministro de hasta tres (3) meses consecutivos. El primer período de doce (12) meses incluirá el plazo de prueba si lo hubiere.

Si el cliente necesitare una potencia superior a la convenida anteriormente en cualquier punto de entrega, para uno o más tramos horarios, deberá solicitarla por escrito con una anticipación prudencial, a efectos que EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) adopte los recaudos necesarios y proceda al cobro de la contribución por obra que corresponda conforme lo establecido en el **Subanexo E "Reglamento de Suministro y Conexión"**, en la medida que la misma sea procedente.

Acordado por EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) el aumento de capacidad de suministro, la nueva reemplazará a la anterior a partir del inicio del próximo período de facturación, y tendrá vigencia por un período de doce meses contados desde el momento en que la nueva capacidad sea puesta a disposición del cliente, y por períodos de doce (12) meses consecutivos a menos que el cliente manifieste su expresa voluntad en contrario de la forma ya expuesta.

El cliente procurará no utilizar potencias superiores a las convenidas para cada tramo horario, y EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias)no estará obligado a suministrarla. Si existiesen excesos de demanda por parte del cliente, y EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769,

Decreto Reglamentario y normas complementarias) considerase que los mismos son perjudiciales para el correcto funcionamiento y/o la integridad de sus instalaciones, podrá suspender el suministro previa notificación al cliente, y exigir el pago de los daños ocasionados en las mismas.

Artículo 17: CARGOS.
Por el servicio convenido en cada punto de entrega el cliente pagará:

17.1.- Un cargo por cada kilovatio de capacidad de suministro convenida en cada tramo horario, cuando la potencia máxima demandada sea inferior a dicha capacidad. Si por el contrario la demanda de potencia excede a la capacidad de suministro convenida, el exceso será facturado conforme se indica en el punto 18.1.2. De haberse acordado la vigencia del período de prueba de tres meses que sucede al inicio del suministro, la facturación del cargo por capacidad para cada tramo horario durante el mismo, se efectuará siempre en base a la potencia máxima demandada en cada tramo horario del período que se facture.

El cargo por capacidad de suministro que se facturará mensualmente estará compuesto por la suma de dos conceptos: importe por capacidad en horario pico e importe por capacidad en horario fuera de pico, que se definen a continuación:

- Importe por capacidad en horario pico: se calcula multiplicando el cargo por potencia de pico contenido en el Cuadro Tarifario aprobado por la Autoridad de Aplicación para ser aplicado por EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias), por la demanda de potencia en pico (mayor valor entre la convenida y la registrada para dicho período).
- Importe por capacidad en horario fuera de pico: se calcula multiplicando el cargo por potencia fuera de pico contenido en el Cuadro Tarifario aprobado por la Autoridad de Aplicación para ser aplicado por EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias), por la demanda de potencia fuera de pico (mayor valor entre la convenida y la registrada para dicho período).

17.1.2.-Los excesos de demanda del cliente serán facturados sin recargo si fueran menores o iguales al cinco por ciento (5%) de la capacidad de suministro convenida para cada tramo horario, a condición de que los excesos no hayan ocurrido más de tres veces consecutivas, o cinco (5) alternadas durante los últimos doce (12) meses. En todos los demás casos, los excesos serán penalizados con un recargo del cincuenta por ciento (50%) respecto de la tarifa establecida para la potencia de cada tramo horario en el Cuadro Tarifario. La facturación de los excesos será realizada por EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) en el período en que se registraron los mismos.

17.1.3.-Cuando un suministro de carácter permanente sea dado de alta o de baja, abarcando consumos por un período menor que el de facturación, el cargo por capacidad de suministro para cada tramo horario se facturará en forma directamente proporcional a la cantidad de días en que se efectuó el suministro.

Tratándose de servicios de carácter transitorio, tales como parques de diversiones, circos, obras, etc. y cuando el suministro se hubiere prestado durante parte de un período de facturación, el cargo por capacidad de suministro para cada tramo horario será facturado íntegramente por todo el período cuando sean dados de alta y directamente proporcional al mismo cuando sean dados de baja.

17.1.4.-En los supuestos de caso fortuito o fuerza mayor que disminuya o anule la capacidad de consumo del cliente, una vez reconocidos definitivamente los hechos, se facturará la potencia máxima promedio de quince (15) minutos registrada en cada tramo horario durante el acontecimiento en lugar de la convenida, en forma proporcional a la duración del mismo respecto del período de facturación, aún cuando el registro fuera inferior a la capacidad de suministro convenida o de la capacidad mínima fijada para la categoría.

17.2.- Un cargo fijo mensual, cuyo valor es establecido en el Cuadro Tarifario aprobado por la Autoridad de Aplicación para ser aplicado por EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias).

17.3.- Los cargos por energía activa establecidos para cada tramo horario en el Cuadro Tarifario aprobado por la Autoridad de Aplicación para ser aplicado por EL DISTRIBUIDOR(conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias).

17.4.- De resultar procedentes de acuerdo a lo estipulado en el Artículo 19, los recargos por bajo factor de potencia contenidos en el Cuadro Tarifario aprobado por la Autoridad de Aplicación para ser aplicado por EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias).

Los valores iniciales correspondientes a los cargos fijo, por potencia, variables y recargo por bajo factor de potencia, se indican en el **Subanexo C "Cuadro Tarifario Inicial"**, y se recalcularán según se establece en el **Subanexo B "Procedimiento para la Determinación del Cuadro Tarifario"**, en las oportunidades y con las frecuencias que allí se indican.

Artículo 18: MEDICIÓN.

La medición de potencia y energía suministrada se efectuará con los equipos cuyas características se adapten a la estructura de la Tarifa 3, en lo relativo a su aptitud para medir ambas magnitudes, cumpliendo con las condiciones que se establecen en el Contrato de Concesión.

Los equipos de medición ,serán provistos e instalados en el lugar de suministro por EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias), siendo de su propiedad . Los costos derivados de la adquisición del equipo y su instalación son reconocidos a EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) a través de tarifas, y abonados por el cliente al pagar éstas.

El contraste para la verificación del buen funcionamiento de los instrumentos de medición, se realizará de acuerdo a lo que establezca el **Subanexo E "Reglamento de Suministro y Conexión"** y sus normas complementarias.

El cliente tendrá derecho a colocar para su control un "Equipo de Medición" auxiliar que deberá tener las mismas características técnicas que el instalado como medición principal por EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias).

Deberá entenderse como "Equipo de Medición" al conjunto de transformadores de tensión y corriente, aparatos de medición, de indicación, de puesta en marcha o parada y todo elemento que permita el conexionado y/o forme parte de la instalación.

El equipo de medición adicional deberá estar ubicado fuera de las instalaciones de EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias).

El cliente podrá solicitar la verificación del estado de funcionamiento del medidor de EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias), comprometiéndose a abonar los gastos que ello demande si se verificare lo injustificado de su reclamo, de acuerdo a lo establecido en el **Subanexo E "Reglamento de Suministro y Conexión"**. Si como resultado de la verificación se descubriere un anormal funcionamiento del equipo de EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias), se exceptuará al cliente del citado pago.

Artículo 19: FACTOR DE POTENCIA.

El cliente deberá mantener su "factor de potencia" o "coseno fi" por encima de noventa y cinco centésimos (0,95). Se considerará energía reactiva excedente a la que supere el 32,9 % de la energía activa consumida.

La determinación del factor de potencia del cliente podrá llevarse a cabo, a opción de EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias), efectuando mediciones instantáneas bajo un régimen de funcionamiento y carga normales en las instalaciones objeto del suministro, o bien determinando su valor medio durante el período de facturación, por medición de la energía reactiva entregada al cliente en dicho período.

Si EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) comprobara que el factor de potencia resulta inferior al valor señalado, notificará al cliente esta circunstancia otorgándole un plazo de treinta (30) días para su corrección. En caso que transcurrido el plazo otorgado para la normalización, el cliente aun registrare bajo factor de potencia, el exceso de energía reactiva será penalizado facturando cada kilovolt-amper reactivo hora (KVARh) excedente al precio fijado en el Cuadro Tarifario aprobado por la Autoridad de Aplicación para ser aplicado por EL DISTRIBUIDOR (conforme

definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias). No obstante, si el factor de potencia registrado fuere inferior a setenta centésimos (0,70), EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) previa notificación, podrá suspender el suministro de energía hasta tanto el cliente lleve a cabo la adecuación de sus instalaciones.

Artículo 20: SUMINISTRO A ESTACIONES DE BOMBEO.
En el caso de suministro a estaciones afectadas a servicios públicos de bombeo de agua potable y/o líquidos cloacales, se podrá establecer a los efectos de la facturación una única capacidad de suministro, integrada por la suma del conjunto de tales suministros alimentados en la misma tensión.

La potencia convenida será en estos casos la suma aritmética de las potencias individuales máximas en kilovatios (KW) promedio quince (15) minutos, puestas a disposición en cada suministro.

EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) de considerarlo conveniente, podrá optar por tomar como potencia máxima individual a la potencia nominal (de chapa) de cada uno de los equipos afectados al servicio, reservándose el derecho de realizar inspecciones a efectos de verificar la existencia de equipamiento instalado y no denunciado oportunamente. En tales casos, tendrá derecho a facturar los consumos de potencia atribuibles a dichos equipos no declarados, desde la fecha de puesta en servicio de los mismos y hasta detectada la anormalidad, con una retroactividad no mayor de un (1) año. El precio a aplicar a tal facturación podrá ser de hasta un veinte (20%) por ciento superior al establecido para la potencia en cada tramo horario, en el Cuadro Tarifario vigente al momento de la detección.

Artículo 21: FACTURACIÓN, FORMA DE PAGO E INCUMPLIMIENTO.
Las facturas por suministro de energía serán presentadas al cliente siendo abonadas en efectivo o mediante cheque, interdepósito, giro a la orden de EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias), u otra modalidad de pago que EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) autorice en los lugares que disponga.

Los valores respectivos deberán encontrarse acreditados en la cuenta o en poder de EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) dentro del plazo señalado para el vencimiento de las facturas, incluido cuando correspondiere el plazo de compensación bancaria, o en el día hábil inmediato posterior si el día de vencimiento fuera feriado.

En caso de no cumplimentarse el pago conforme lo señalado en el párrafo precedente, se considerará que el mismo fue efectuado fuera de término, procediéndose en tal caso a liquidar intereses punitorios por los días que medien entre el vencimiento de la factura y la fecha de efectivo pago a EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias).

Los pagos realizados por el cliente serán apropiados en primer término y hasta su cancelación total, a las facturas por intereses punitorios que se encuentren pendientes de pago. En caso de subsistir un remanente de dicho pago, luego de cumplimentar lo expuesto precedentemente, se afectará el mismo al pago total o parcial de la factura por suministro de mayor antigüedad, comenzando por la primera cuyo vencimiento haya operado.
Los saldos impagos de las facturas por consumo, continuarán devengando los intereses punitorios pertinentes.

El incumplimiento de pago de facturas por suministro de potencia y energía eléctrica en la fecha estipulada, originará que la mora se produzca automáticamente, sin que sea menester intimación judicial o extrajudicial. A partir de la fecha de producida la misma, EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) aplicará el interés punitorio determinado por la Autoridad de Aplicación.

Las facturas por intereses punitorios deberán ser abonadas dentro de los diez (10) días corridos de su presentación.

Sin perjuicio de ello, estarán a exclusivo cargo del cliente los gastos que demande la percepción efectiva del importe adeudado.

En caso que la mora aludida supere los quince (15) días corridos de la fecha de vencimiento de la factura, EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) podrá proceder a la suspensión del suministro de energía eléctrica e iniciar las acciones administrativas y/o judiciales a las que se encuentra habilitado por la legislación vigente.

Artículo 22: SUMINISTRO DE RESERVA.
El cliente podrá solicitar un servicio de suministro eléctrico de reserva, cuando se encuentre en una de las siguientes condiciones:

- Opere normalmente una planta propia de producción de energía.
- Las condiciones particulares de la utilización de la energía hagan necesaria la alimentación auxiliar.

El cliente que requiera un servicio de estas características, deberá convenir individualmente con EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) las condiciones técnicas y/o económicas por períodos mínimos de doce(12) meses.

CAPÍTULO IV

TARIFA 4 - PEQUEÑAS DEMANDAS RURALES

Artículo 23: APLICABILIDAD.

La Tarifa 4 se aplicará a todos los suministros de energía eléctrica prestados a clientes que cumplan los siguientes requisitos:

- Su demanda máxima no exceda los diez kilovatios (10 KW) de potencia.
- Se encuentren servidos a través de una línea de media tensión, en forma directa o a través de puestos de transformación de media tensión a baja tensión individuales o compartidos.
- En ningún caso, se hallen vinculados directamente a la red pública urbana o suburbana de baja tensión (220/380 V).

Artículo 24: IMPORTES, FACTURACIÓN, FORMA DE PAGO E INCUMPLIMIENTOS.

El cliente pagará por el servicio que recibe:

- Un cargo fijo, haya o no consumo de energía contenido en el Cuadro Tarifario aprobado por la Autoridad de Aplicación para ser aplicado por EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias).

- El cargo variable, contenido en el Cuadro Tarifario aprobado por la Autoridad de Aplicación para ser aplicado por EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias), multiplicado por la cantidad de energía consumida,.

- De resultar procedentes de acuerdo a lo estipulado en el Artículo 3 de éste Subanexo, los recargos por bajo factor de potencia contenidos en el Cuadro Tarifario aprobado por la Autoridad de Aplicación para ser aplicado por EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias).

Los valores iniciales correspondientes a los cargos fijo, variable y por bajo factor de potencia, se indican en el **Subanexo C "Cuadro Tarifario Inicial"**, y se recalcularán según se establece en el **Subanexo B "Procedimiento para la Determinación del Cuadro Tarifario"**, en las oportunidades y con las frecuencias que allí se indican.

Los clientes encasillados en esta tarifa abonarán, además de la facturación que corresponda por la energía eléctrica consumida, un cargo adicional por las pérdidas de energía del transformador a través del cual son abastecidos, expresado en términos de kilovatioshora (KWh) incrementados al consumo de acuerdo con la tabla incluida a tal efecto en el Cuadro Tarifario, aprobado por la Autoridad de Aplicación para ser aplicado por EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias).

Cuando dos o más clientes comparten un transformador, las pérdidas de energía que correspondan a la potencia del transformador según tabla, serán apropiadas a cada uno de ellos en proporción al consumo promedio de energía de cada uno durante los doce (12) meses anteriores. La ponderación así determinada tendrá un (1) año de vigencia a partir del primer período de facturación de cada año calendario.

Las facturas por suministro de energía serán presentadas al cliente, pudiendo ser abonadas en efectivo o mediante cheque, interdepósito, giro a la orden de EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias), u otra modalidad de pago que EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) autorice en los lugares que este disponga.

Los valores respectivos deberán encontrarse acreditados en la cuenta o en poder de EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) dentro del plazo señalado para el vencimiento de las facturas, incluido cuando correspondiere el plazo de compensación bancaria, o en el día hábil inmediato posterior si el día de vencimiento fuera feriado.

En caso de no cumplimentarse el pago conforme lo señalado en el párrafo precedente, se considerará que el mismo fue efectuado fuera de término, procediéndose en tal caso a liquidar intereses punitorios por los días que medien entre el vencimiento de la factura y la fecha de efectivo pago a EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias).

Los pagos realizados por el cliente serán apropiados en primer término y hasta su cancelación total, a las facturas por intereses punitorios que se encuentren pendientes de pago. En caso de subsistir un remanente de dicho pago, luego de cumplimentar lo expuesto precedentemente, se afectará el mismo al pago total o parcial de la factura por suministro de mayor antigüedad, comenzando por la primera cuyo vencimiento haya operado.

Los saldos impagos de las facturas por consumo, continuarán devengando los intereses punitorios pertinentes.

El incumplimiento de pago de facturas por suministro de potencia y energía eléctrica en la fecha estipulada, originará que la mora se produzca automáticamente, sin que sea menester intimación judicial o extrajudicial. A partir de la fecha de producida la misma, EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) aplicará el interés punitorio determinado por la Autoridad de Aplicación.

Las facturas por intereses punitorios deberán ser abonadas dentro de los diez (10) días corridos de su presentación.

Sin perjuicio de ello estarán a exclusivo cargo del cliente los gastos que demande la percepción efectiva del importe adeudado.

En caso que la mora aludida supere los quince (15) días corridos de la fecha de vencimiento de la factura, EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) podrá proceder a la suspensión del suministro de energía eléctrica e iniciar las acciones administrativas y/o judiciales a las que se encuentra habilitado por la legislación vigente.

Artículo 25: FACTOR DE POTENCIA.
El cliente deberá mantener su "factor de potencia" o "coseno fi" por encima de ochenta y cinco centésimos (0,85). Se considerará energía reactiva excedente a la que supere el 63 % de la energía activa consumida.

La determinación del factor de potencia del cliente podrá llevarse a cabo, a opción de EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias), efectuando mediciones instantáneas bajo un régimen de funcionamiento y carga normales en las instalaciones objeto del suministro, o bien determinando su valor medio durante el período de facturación, por medición de la energía reactiva entregada al cliente en dicho período.

Si EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) comprobara que el factor de potencia resulta inferior al valor señalado, notificará al cliente esta circunstancia otorgándole un plazo de sesenta (60) días para éste proceda a su corrección.

En caso que transcurrido el plazo otorgado para la normalización, el cliente aún registrase bajo factor de potencia, el exceso de energía reactiva será penalizado facturando cada kilovolt-amper reactivo hora (KVARh) excedente al precio fijado en el Cuadro Tarifario, a partir de la primera facturación que se le emita con posterioridad a la comprobación de la anomalía, y hasta tanto la misma sea subsanada.

No obstante, si el factor de potencia registrado fuere inferior a sesenta centésimos (0,60), EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) previa notificación al cliente, podrá suspender el suministro de energía hasta tanto éste lleve a cabo la adecuación de sus instalaciones.

CAPÍTULO V

TARIFA N° 5 - SERVICIO DE PEAJE

Artículo 26: ACCESO A REDES DEL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias)

EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) permitirá el uso de sus instalaciones y equipamiento de distribución existentes a los Grandes Usuarios, Generadores y/u otros Distribuidores que así lo requieran, y que fueran reconocidos como tales conforme al Marco Regulatorio vigente, y que deban utilizar las instalaciones de EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) para vincularse con otros agentes también reconocidos.

El uso de las referidas instalaciones y equipamiento de distribución será otorgado sin mas limitación que la existencia de capacidad remanente por parte de EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias). No obstante ello, cuando exista un requerimiento de ampliación de capacidad EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) convendrá con el cliente la contribución por obra que corresponda, de acuerdo a lo establecido sobre el particular en el **Subanexo E "Reglamento de Suministro y Conexión".**

Por el servicio de transporte de energía los clientes abonarán como máximo los precios fijados en la Tarifa 5 (T5) del Cuadro Tarifario aprobado por la Autoridad de Aplicación para ser aplicado por EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias), para el nivel de tensión que corresponda.

De efectuarse contratos particulares por estos servicios, EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) deberá poner los mismos en conocimiento del **ORGANISMO DE CONTROL.**

Los valores iniciales correspondientes a los cargos fijo, por potencia y variables, aplicables para remunerar el servicio de peaje prestado con las redes de EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias), se indican en el **Subanexo C "Cuadro Tarifario Inicial"** , y se recalcularán según se establece en el **Subanexo B "Procedimiento para la Determinación del Cuadro Tarifario".**

Las obligaciones del cliente de peaje en cuanto a factor de potencia, pago de facturas, capacidad de suministro, etc. por el servicio recibido, serán las mismas que corresponden a un cliente de idénticas características de demanda atendido por EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias)., correspondiéndole similares sanciones por imncumplimiento.

CAPÍTULO VI

APLICACIÓN DE LOS CUADROS TARIFARIOS

Artículo 27: RECÁLCULOS Y ACTUALIZACIONES.

Los recálculos y/o actualizaciones del Cuadro Tarifario serán realizados por el **ORGANISMO DE CONTROL** según lo establecido en el **Subanexo B "Procedimiento para la Determinación del Cuadro Tarifario"**, en los tiempos, oportunidades y formas allí definidas, y será de aplicación inmediata por parte de EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias), una vez que el mismo haya sido aprobado por la Autoridad de Aplicación. Tal aprobación no podrá demorarse más allá de los diez (10) días hábiles administrativos contados de la fecha en que, de acuerdo a los tiempos y oportunidades definidos en el **Subanexo B "Procedimiento para la Determinación del Cuadro Tarifario"**, corresponda recalcular y/o actualizar el Cuadro Tarifario. El **ORGANISMO DE CONTROL** tomará los recaudos necesarios para elevar a la Autoridad de

Aplicación el Cuadro Tarifario recalculado y/o actualizado propuesto, en tiempo y forma tales que le posibiliten a ésta última aprobarlos dentro de los plazos más arriba previstos.

EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) deberá dar amplia difusión a los Cuadros Tarifarios aprobados por la Autoridad de Aplicación.

Cuando se recalcule y/o actualice el Cuadro Tarifario, y su vigencia no coincida exactamente con el inicio de un período de facturación, las tarifas nuevas y anteriores serán aplicadas en forma ponderada, en función de los días de vigencia de cada una dentro del período de facturación.

Artículo 28: PERIODICIDAD DE FACTURACIÓN.
Las facturaciones a los clientes encuadrados en la Tarifas T1R, T1RE, T1GBC, T1GAC, T1GE, T1AP y T4 se efectuarán con una periodicidad bimestral, mientras que las de las tarifas T2, T3 y T5 se realizarán en forma mensual.

Si EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) lo estima conveniente, podrá elevar a consideración del **ORGANISMO DE CONTROL** propuestas de modificación de la periodicidad de facturación, debidamente fundadas.

Sin perjuicio de ello, EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) y el cliente podrán acordar períodos de facturación distintos a los aquí indicados.

Artículo 29: PUNTOS DE SUMINISTRO
Distintos puntos de suministro de alimentación a un mismo titular serán facturados por separado.

CUADRO TARIFARIO OBJETIVO DE LA DISTRIBUIDORA .....

T1 - PEQUEÑAS DEMANDAS (menos de 10 KW de demanda)

T1R - RESIDENCIAL		
CARGO FIJO		U$S/mes
CARGO VARIABLE 1	(consumo en KWH-Mes ≤ 100)	U$S/KWh
CARGO VARIABLE 2	(100 < consumo en KWH-Mes ≤ 200)	U$S/KWh
CARGO VARIABLE 3	(200 < consumo en KWH-Mes ≤ 400)	U$S/KWh
CARGO VARIABLE 4	(consumo en KWH-Mes > 400)	U$S/KWh
T1RE - RESIDENCIAL ESTACIONAL		
CARGO FIJO		U$S/mes
CARGO VARIABLE		U$S/KWh
T1G - SERVICIO GENERAL BAJOS CONSUMOS		
CARGO FIJO		U$S/mes
CARGO VARIABLE	(consumo en KWH-Mes ≤ 1000)	U$S/KWh
T1G - SERVICIO GENERAL ALTOS CONSUMOS		
CARGO FIJO		U$S/mes
CARGO VARIABLE	(consumo en KWH-Mes > 1000)	U$S/KWh
T1GE - SERVICIO GENERAL ESTACIONAL		
CARGO FIJO		U$S/mes
CARGO VARIABLE		U$S/KWh
T1AP - ALUMBRADO PÚBLICO		
CARGO FIJO		U$S/factura
CARGO VARIABLE		U$S/KWh

T2 - MEDIANAS DEMANDAS (de 10 KW a menos de 50 KW de demanda)

T2BT -SUMINISTROS EN BAJA TENSIÓN	
CARGO FIJO	U$S/mes
CARGO POR POTENCIA EN PICO	U$S/KW-mes
CARGO POR POTENCIA FUERA PICO	U$S/KW-mes
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO	U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA FUERA	U$S/KWh

DE PICO

T2MT - SUMINISTROS EN MEDIA TENSIÓN

CARGO FIJO	U$S/mes
CARGO POR POTENCIA EN PICO	U$S/KW-mes
CARGO POR POTENCIA FUERA PICO	U$S/KW-mes
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO	U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA FUERA DE PICO	U$S/KWh

T3 - GRANDES DEMANDAS (50 KW ó más de demanda)

T3BT - SUMINISTROS EN BAJA TENSIÓN

CARGO FIJO	U$S/mes
CARGO POR POTENCIA EN PICO	U$S/KW-mes
CARGO POR POTENCIA FUERA PICO	U$S/KW-mes
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO	U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN RESTO	U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN VALLE	U$S/KWh

T3MT - SUMINISTROS EN MEDIA TENSIÓN

CARGO FIJO	U$S/mes
CARGO POR POTENCIA EN PICO	U$S/KW-mes
CARGO POR POTENCIA FUERA PICO	U$S/KW-mes
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO	U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN RESTO	U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN VALLE	U$S/KWh

T3AT - SUMINISTROS EN ALTA TENSIÓN

CARGO FIJO	U$S/mes
CARGO POR POTENCIA EN PICO	U$S/KW-mes
CARGO POR POTENCIA FUERA PICO	U$S/KW-mes
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO	U$S/KWh

CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN RESTO	1208	U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN VALLE		U$S/KWh

T4 - PEQUEÑAS DEMANDAS RURALES (menos de 10 KW de demanda)

CARGO FIJO	U$S/mes
CARGO VARIABLE	U$S/KWh

TABLA DE PERDIDAS DE TRANSFORMACION CLIENTES RURALES

5 KVA monofásico	KWh/mes
10 KVA monofásico	KWh/mes
15 KVA monofásico	KWh/mes
16 KVA monofásico	KWh/mes
10 KVA trifásico	KWh/mes
15 KVA trifásico	KWh/mes
16 KVA trifásico	KWh/mes
20 KVA trifásico	KWh/mes
25 KVA trifásico	KWh/mes
30 KVA trifásico	KWh/mes
40 KVA trifásico	KWh/mes
50 KVA trifásico	KWh/mes
63 KVA trifásico	KWh/mes
100 KVA trifásico	KWh/mes

T5 - SERVICIO DE PEAJE

T5BT - SUMINISTROS EN BAJA TENSIÓN

CARGO FIJO	U$S/mes
CARGO POR POTENCIA EN PICO	U$S/KW-mes
CARGO POR POTENCIA FUERA PICO	U$S/KW-mes
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO	U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN RESTO	U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN VALLE	U$S/KWh

T5MT - SUMINISTROS EN MEDIA TENSIÓN

CARGO FIJO	U$S/mes
CARGO POR POTENCIA EN PICO	U$S/KW-mes

CARGO POR POTENCIA FUERA PICO	U$S/KW-mes
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO	U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN RESTO	U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN VALLE	U$S/KWh

1208

T5AT - SUMINISTROS EN ALTA TENSIÓN

CARGO FIJO	U$S/mes
CARGO POR POTENCIA EN PICO	U$S/KW-mes
CARGO POR POTENCIA FUERA PICO	U$S/KW-mes
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO	U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN RESTO	U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN VALLE	U$S/KWh

RECARGOS POR BAJO COSENO DE FI

SUMINISTROS EN BAJA TENSIÓN	U$S/kvarh
SUMINISTROS EN MEDIA TENSIÓN	U$S/kvarh
SUMINISTROS EN ALTA TENSIÓN	U$S/kvarh

SERVICIO DE REHABILITACION

PARA SERVICIO INTERRUMPIDO POR FALTA DE PAGO

TARIFA T1R	U$S
TARIFA T1RE	U$S
TARIFA T1G BC y AC	U$S
TARIFA T1GE	U$S
TATIFA 1AP	U$S
TARIFAS 2	U$S
TARIFAS 3	U$S
TARIFA 4	U$S

CARGO POR SERVICIO DE CONEXION

CONEXIONES AEREAS

MONOFASICAS

TARIFA T1R	U$S

TARIFA T1RE	1208	U$S
TARIFA T1G BC		U$S
TARIFA T1G AC		U$S
TARIFA T1GE		U$S
TATIFA 1AP		U$S
TARIFAS 2		U$S
TARIFAS 3		U$S
TARIFA 4		U$S

TRIFASICAS

TARIFA T1R	U$S
TARIFA T1RE	U$S
TARIFA T1G BC	U$S
TARIFA T1G AC	U$S
TARIFA T1GE	U$S
TATIFA 1AP	U$S
TARIFAS 2	U$S
TARIFAS 3	U$S
TARIFA 4	U$S

CONEXIONES SUBTERRANEAS

MONOFASICAS

TARIFA T1R	U$S
TARIFA T1RE	U$S
TARIFA T1G BC	U$S
TARIFA T1G AC	U$S
TARIFA T1GE	U$S
TATIFA 1AP	U$S
TARIFAS 2	U$S
TARIFAS 3	U$S
TARIFA 4	U$S

TRIFASICAS

TARIFA T1R	U$S
TARIFA T1RE	U$S
TARIFA T1G BC	U$S
TARIFA T1G AC	U$S
TARIFA T1GE	U$S
TATIFA 1AP	U$S
TARIFAS 2	U$S
TARIFAS 3	U$S
TARIFA 4	U$S

SUBANEXO B

PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACION DEL CUADRO TARIFARIO

El cálculo de los parámetros tarifarios del Cuadro Tarifario descrito en el **Subanexo B Parte II Cálculo de los Parámetros Tarifarios** será efectuado periódicamente por el **Organismo de Control**, y deberá ser aprobado por la **Autoridad de Aplicación** antes de ser puesto en vigencia.

El cálculo a que refiere el párrafo anterior reflejará las variaciones en:

- Los precios de la Potencia y Energía en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), a saber: contrato a término entre los Distribuidores y CTSN, mercado spot estabilizado y costos de transporte, según lo expuesto en el **Subanexo B Parte I Mecanismo de Pass Through**.
- Los costos propios de Distribución. Estos costos se *actualizarán* como se describe en el apartado Reajuste por Variaciones de Precios e Incentivo a la Eficiencia de este Subanexo, y se *recalcularán* con el método que apruebe la **Autoridad de Aplicación** a propuesta del **Organismo de Control**.
- Los parámetros que caracterizan la demanda y la modalidad en el uso de redes. Estos parámetros y modalidades se *recalcularán* con el método que apruebe la **Autoridad de Aplicación** a propuesta del **Organismo de Control**.
- Los Coeficientes de Transición de los Cuadros Tarifarios descritos en el **Subanexo B Parte III Coeficientes de Transición de los Cuadros Tarifarios**.

Estas serán las únicas variaciones que podrán trasladarse a las tarifas que abonan los clientes, y lo serán en las oportunidades y con las frecuencias que a continuación se indican:

- Variaciones de los precios mayoristas de la electricidad:

    1. Para las variaciones del precio estacional estabilizado y factores nodales y de adaptación, reflejados por CAMMESA en cada programación y reprogramación estacional, y aprobados por resolución de la Secretaría de Energía y Puertos o quien la reemplace, la periodicidad será trimestral, y la oportunidad coincidente con la fecha de vigencia de los nuevos valores incluidos en las citadas resoluciones.
    2. Para los costos del sistema de transporte, el temperamento será similar a lo establecido en el punto anterior en lo que respecta a periodicidad y oportunidad.

3. Para la actualización anual de los precios contenidos en el contrato de suministro con CTSN transferido por ESEBA S.A. a los Distribuidores, la periodicidad será anual y la oportunidad coincidente con la fecha de vigencia de los precios de potencia y energía de la programación semestral Mayo-Octubre del Mercado Eléctrico Mayorista, hasta que se opere su vencimiento en el mes de mayo del año dos mil uno (2.001).

- Los costos propios de distribución se *actualizarán* con periodicidad anual, dentro de cada período tarifario quinquenal, entrando en vigencia los valores actualizados el primero de febrero de cada año. En tanto, se *recalcularán* tales costos antes del comienzo de cada período tarifario quinquenal, comenzando a tener vigencia los valores recalculados en concordancia con la fecha de comienzo de dicho período tarifario quinquenal.

- Los parámetros que caracterizan a la demanda, deberán recalcularse antes del comienzo de cada período tarifario, y comenzarán a tener vigencia los valores recalculados en concordancia con la fecha de comienzo de dicho período

- Los Coeficientes de Transición, según los valores y fechas indicadas en el **Subanexo B Parte III Coeficientes de Transición de los Cuadros Tarifarios**.

Todos los costos antes mencionados se calcularán en Dólares Estadounidenses (U$S). El Cuadro Tarifario resultante se calculará en Dólares y será re-expresado en pesos ($), en el momento de su aplicación para la facturación a los usuarios, teniendo en cuenta para ello la relación para la convertibilidad al peso, establecida en la Ley 23.928.

Reajuste por Variaciones de Precios e Incentivo a la Eficiencia.

Para obtener las componentes de las tarifas que reflejan los costos propios de distribución, sobre las que se aplicarán los reajustes, se deben hacer igual a cero los términos representativos del Pass Through en las expresiones matemáticas de los parámetros tarifarios del **Subanexo B Parte II Cálculo de los Parámetros Tarifarios**.

Anualmente, a partir del primero de febrero del año mil novecientos noventa y ocho (1.998), la componente de las tarifas que reflejan los costos propios de distribución será ajustada según la expresión siguiente

$$P_t = (1 + \frac{RPI_t - X}{100}) \times P_{t-1}$$

donde:

Pt: es la componente de cada tarifa que refleja los costos propios de distribución, para el período tarifario " t" .

Pt-1: Idem para el período " t-1" .
X: es el factor porcentual de avance tecnológico.

RPI: es el incremento porcentual que se define a continuación:

$$RPI_t = \frac{W_{t-1} - W_{t-2}}{W_{t-2}} \times 100$$

El coeficiente W se calcula en base a un cincuenta por ciento (50 %) de los cambios habidos en los precios al consumidor de los Estados Unidos ("Consummer Price Index, CPI) y un cincuenta por ciento (50 %) de el cambio ocurrido en los precios de bienes industriales (Producer Price Index, Industrial Commodities, PPI). El subíndice " t" refiere al período para el cual se define y ajusta la tarifa, siendo " t-1" el período inmediato anterior, y " t-2" el preanterior. Los períodos " t" se extienden desde el primero de febrero de cada año, hasta el treinta y uno (31) de enero del año siguiente. Como las tarifas están formuladas en U$S los índices elegidos son una medida de la inflación de los EEUU, por lo que mantienen las tarifas constantes en valores reales.

A los efectos del cálculo, el coeficiente W para un período genérico " i", surge de aplicar los índices correspondientes a noviembre del año " i" . De esta manera:

$$W_i = 0{,}5 \times \frac{PPI_i}{PPI_o} + 0{,}5 \times \frac{CPI_i}{CPI_o}$$

donde:

PPI_o: Valor de referencia del Producer Price Index, Industrial Commodities, correspondiente al mes de noviembre de 1.996.

CPI_o: Valor de referencia del Consumer Price Index correspondiente al mes de noviembre de 1.996.

PPI_i: Valor de referencia del Producer Price Index, Industrial Commodities, correspondiente al mes de noviembre del año " i" .

CPI_i: Valor de referencia del Consumer Price Index correspondiente al mes de noviembre del año " i" .

El factor X es el llamado de avance tecnológico. Se definen los siguientes valores para " X" :

- **X = 0 %** desde la fecha de Toma de Posesión, hasta el 31 de enero del 2.002.
- **X = 1 %** por año desde el 1 de febrero del 2.002, y hasta el 31 de enero del 2.007.

1203

SUBANEXO B

PARTE I

MECANISMO DE PASS THROUGH

I.1. Introducción.

El mecanismo de *Pass Through* permite pasar a tarifa un valor representativo del costo promedio de compra en el Mercado Eléctrico Mayorista, del costo de los contratos a término efectuados con anterioridad al proceso de privatización y de los costos del transporte.

Los contratos anteriores de cada distribuidor se tomarán en consideración, únicamente, en el *Pass Through* de las categorías T1- Pequeñas Demandas, T2- Medianas Demandas y T4- Demandas Rurales. En concordancia con la asignación plena del contrato con CTSN a estas categorías, las mismas tendrán la seguridad de suministro que implica la existencia de dicho contrato en el mercado a término, ante restricciones de abastecimiento.

I.2. Precios de Referencia del Mercado Eléctrico Mayorista.

Los Precios de referencia del Mercado Eléctrico Mayorista son los calculados por la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA) y sancionados por la Secretaría de Energía y Puertos, o quien la reemplace. Se adoptan por períodos trimestrales en coincidencia con las programaciones estacionales y/o reprogramaciones trimestrales respectivamente. Si este mecanismo fuese modificado en el futuro por la Autoridad Nacional, el método de recálculo tarifario será modificado en consecuencia.

I.2.1. Precios de la Energía: son los estacionales de energía eléctrica por banda horaria, sancionados por la Secretaría de Energía y Puertos, o quien la reemplace y los precios estacionales de la Energía Adicional.

pe_p=	precio de la Energía en Horas de Pico	[U$S/MWh]
pe_r =	precio de la Energía en Horas de Resto	[U$S/MWh]
pe_v =	precio de la Energía en Horas de Valle	[U$S/MWh]
$pe_{adic.,t}$ =	precio de la Energía Adicional de Pérdidas	[U$S/MWh]
t =	Pico (p), valle (v) y resto (r).	

I.2.2. Precios de la Potencia: son los de la potencia comercializada en el mercado estacional, sancionados por la Secretaría de Energía y Puertos, o quien la reemplace.

1208

$Pmesbas$ =	precio mensual de la Potencia Despachada Base	[U$S/MW-mes]
$Pmesconf$ =	precio mensual de la Potencia Despach. por Confiabilidad	[U$S/MW-mes]
$Pestres$ =	precio mensual de la Reserva de Potencia	[U$S/MW-mes]
$Pestser$ =	precio mensual de los Servicios Asociados a la Potencia	[U$S/MW-mes]

I.3. Precios de Nodo para la Distribuidora.

El traspaso de los precios de referencia del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) al nodo de la Distribuidora, se realiza respectivamente a través de los factores nodales por banda horaria para la Energía y del factor de adaptación para la Potencia.

I.3.1. Precios de la Energía.

$$pe_t^{nodo} = pe_t \times Fn_t \pm SCPL$$

donde:

pe_t^{nodo} = precio de la energía en el nodo de la Distribuidora para la banda horaria t [U$S/MWh].

pe_t = precio de la energía del MEM para los distintos tramos horarios *t*.

Fn_t = factor de nodo de la Distribuidora definido por CAMMESA para la banda horaria *t*.

$SCPL$ = sobrecostos por precios locales correspondientes del Distribuidor [U$S/MWh].

I.3.2. Precios de la Potencia.

$$pp^{nodo} = [(Pmesbas + Pmesconf) \times \frac{Pmed}{Pmax} + Pestres + Pestser] \times Fa$$

donde:

pp^{nodo} = precio de la potencia en el nodo de la Distribuidora [U$S/MW-mes]

$Pmesbas$ = ya definido

$Pmesconf$ = ya definido

$Pestres$ = ya definido

$Pestser$ = ya definido

$\frac{Pmed}{Pmax}$ = relación entre la potencia media en horas fuera de valle de días hábiles y la potencia máxima (relación definida para cada grupo tarifario) .

1208

F_a = factor de adaptación para EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art.10 de la ley 11.769, decreto reglamentario y normas complementarias) calculado por CAMMESA.

I.4. Contratos Anteriores.

El único contrato se permitirá transferir a tarifas a través del mecanismo de "Pass Through", es el contrato existente con la Central Térmica San Nicolás (CTSN), según los porcentajes de apropiación establecidas en el punto I.8 de este Subanexo

I.4.1. Descomposición de los Contratos Monómicos.

El objetivo es obtener el precio "despotenciado", es decir descontar del precio monómico pactado por contrato con la Central Térmica San Nicolás (CTSN), la incidencia que en el mismo tiene la compra de potencia que se prescinde hacer en el M.E.M.. El método consiste en descontar del importe trimestral originado en la compra por contrato, el importe que la Distribuidora evita erogar en concepto de adquisición de potencia al MEM, esto es, los correspondientes a los ítems Pmesbas y Pmesconf, y dividir el resultado obtenido por la energía total comprometida por contrato en el trimestre.

$$pe_{ca,t} = \frac{\sum_{t=pico,valle,resto} pmon_{ca,t} \times E_{ca,t} - (Pmesbas + Pmesconf) \times Pot_{ca,hhfv}}{\sum_{t=pico,valle,resto} E_{ca,t}}$$

donde:

$pe_{ca,t}$= precio de la energía del contrato tranferido de CTSN despotenciado, y expresado en [U$S/MWh].

$pmon_{ca,t}$= precio monómico de energía y potencia del contrato anterior [U$S/MWh].

$E_{ca,t}$= energía del contrato tranferido de CTSN por banda horaria en el trimestre, en [MWh].

$Pot_{ca,hhfv}$= potencia media del contrato tranferido de CTSN en días hábiles en horas fuera de valle [MW].

I.5. Costos del Transporte.

El método consiste en asignar los cargos fijos del Sistema de Transporte en Alta Tensión existente a la fecha de Toma de Posesión, y del Sistema de Transporte por Distribución Troncal

existente a la fecha de Toma de Posesión, a los precios de la Potencia, deducidas las penalizaciones y los cargos variables de esos sistemas a los precios de la Energía.

1208

I.5.1. Cargos fijos del Transporte en Alta Tensión:

-Cargos por Conexión [U$S/mes].
-Cargos Complementarios [U$S/mes]

I.5.2. Cargos fijos del Sistema de Distribución Troncal:

-Cargos por Conexión [U$S/mes].
-Cargos por Transformadores Dedicados [U$S/mes].
-Cargos por Capacidad de Transporte [U$S/mes].

I.5.3. Cargos variables del Transporte en Alta Tensión:

-Cargos Variables Asociados a la Energía por las transacciones en el Mercado a Término con la Central San Nicolás [U$S/mes].
-Cargos Variables Asociados a la Potencia por las transacciones en el Mercado a Término con la Central San Nicolás [U$S/mes].

I.5.4. Cargos variables del Sistema de Distribución Troncal:

-Cargos Variables por Energía Eléctrica Transportada [U$S/mes].

Resulta entonces para el Cargo Fijo:

$$CF_T = \frac{\Sigma(CF_{AT} + CF_{DISTRO} - Penalizaciones)}{P_{MAX}}$$

donde:

CF_T= Cargo Fijo del Transporte asignado al precio de la Potencia [U$S/MW-mes].
CF_{AT}= Cargos Fijos del sistema de transporte en alta tensión [U$S/mes].
CF_{DISTRO}= Cargos Fijos del sistema de transporte por distribución troncal [U$S/mes].
P_{MAX}= Potencia Máxima del Distribuidor [MW].

Análogamente, para el Cargo Variable:

$$CV_T = \frac{\Sigma(CV_{AT} + CV_{DISTRO})}{\sum_t E_t}$$

donde:

CV_T= Cargo Variable del Transporte, asociados a la energía y potencia, originado en las transacciones que en el Mercado a Término mantiene la Distribuidora con la Central San Nicolás y asignado al precio de la Energía [U$S/MWh-mes].

CV_{AT}= Cargos Variables del Sistema de Transporte en Alta Tensión, asociados a la energía y potencia, originado en las transacciones que en el Mercado a Término mantiene la Distribuidora con la Central San Nicolás [U$S/mes].

CV_{DISTRO}= Cargos Variables del Sistema de Transporte por Distribución Troncal, asociados a la energía y potencia, originado en las transacciones que en el Mercado a Término mantiene la Distribuidora con la Central San Nicolás [U$S/mes].

E_t= Energía operada por banda horaria del Distribuidor [MWh].

I.6. Fórmulas de Pass Through para las Categorías T1-Pequeñas Demandas, T2-Medianas Demandas y T4-Pequeñas Demandas Rurales.

I.6.1. Energía.

La siguiente fórmula define el *Pass Through* de energía:

$$pe_t^{T1T2T4} = (1-\beta_{ca,t})pe_t^{nodo} + \beta_{ca,t}pe_{ca,t} + pe_{adic.,t} + FNEE + CV_T$$

donde:

pe_t^{T1T2T4} = precio de la energía en el nodo de la Distribuidora en la banda horaria t para las categorías tarifarias T1, T2 y T4 [U$S/MWh].

$pe_{ca,t}$= ya definido.

$\beta_{ca,t}$= Energía comprada por la Distribuidora a CTSN en el Mercado a Término, dividida por la Energía total correspondiente a las tarifas T1, T2 y T4, en el período t, para cada Distribuidora. Su procedimiento de cálculo se describe en el punto I.1.1. del Subanexo B parte I.

pe_t^{nodo} = ya definido.

CV_T = ya definido.

FNEE= Fondo Nacional de la Energía Eléctrica.

t = Banda horaria de: Pico (p), valle (v) y resto (r).

$pe_{adic.,t}$ = ya definido en el Subanexo B parte I punto I.2.1. Precios de la Energía.

I.6.2. Potencia.

La siguiente fórmula define el *Pass Through* de potencia:

$$pp^{T1T2T4} = pp^{nodo} + CF_T$$

donde:

pp^{T1T2T4} = Precio de la potencia en el nodo de la Distribuidora, para las categorías tarifarias T1, T2 y T4.[U$S/MW-mes].

pp^{nodo} = ya definido.
CF_T = ya definido.

I.7. Fórmulas de Pass Through para la Categoría T3-Grandes Demandas.

I.7.1. Energía.

La siguiente fórmula define el *Pass Through* de energía:

$$pe_t^{T3} = pe_t^{nodo} + pe_{adic.,t} + FNEE + CV_T$$

donde:

pe_t^{T3} = precio de la energía en el nodo de la Distribuidora en la banda horaria t para la categoría tarifaria T3 [U$S/MWh]

pe_t^{nodo} = ya definido.

CV_T = ya definido.

FNEE= Fondo Nacional de la Energía Eléctrica.

t = Pico (p), valle (v) y resto (r).

$pe_{adic.,t}$ = ya definido en el Subanexo B parte I punto I.2.1. Precios de la Energía.

I.7.2. Potencia.

La siguiente fórmula define el *Pass Through* de potencia:

$$pp^{T3} = pp^{nodo} + CF_T$$

donde:

pp^{T3} = Precio de la potencia en el nodo de la Distribuidora, para las categorías tarifarias T3. [U$S/MW-mes].

pp^{nodo} = ya definido.

CF_T = ya definido.

I.8. Asignación de los Contratos Anteriores a cada Distribuidora

Para cada distribuidora se asignó proporcionalmente el contrato de la Central Térmica San Nicolás. Los porcentajes definidos durante la vigencia del contrato mencionado resultan:

-Distribuidora Atlántica 41%
-Distribuidora Norte 45%

-Distribuidora Sur 14%

I.9. Valores iniciales para el cálculo del Pass Through.

I.9.1. Valores comunes y particulares de las Distribuidoras.

Los siguientes valores serán **comunes** a todas las Distribuidoras y válidos durante el lapso de tiempo transcurrido desde la fecha de Toma de Posesión y hasta la promulgación por parte de la Secretaría de Energía y Puertos de los nuevos valores de precios estacionales, correspondientes a la programación estacional o a la reprogramación trimestral inmediata posterior a la citada fecha de toma de posesión (la que se de cronologicamente en primer término).

$Pmesbas$ = 1860 U$S/MW-mes
$Pmesconf$ = 1860 U$S/MW-mes
$Pestres$ = 775 U$S/MW-mes
$Pestser$ = 133 U$S/MW-mes

pe_p = 32,10 U$S/MWh
pe_r = 18,67 U$S/MWh
pe_v = 16,67 U$S/Mwh

$pe_{adic.,p}$ = 1,26 U$S/MWh
$pe_{adic.,r}$ = 0,89 U$S/MWh
$pe_{adic.,v}$ = 0,23 U$S/MWh

$SCPL$ = -0,04 U$S/MWh
$FNEE$ = 2,4 U$S/MWh

Los siguientes valores serán **particulares** a cada Distribuidora y válidos durante el lapso de tiempo transcurrido desde la fecha de Toma de Posesión y hasta la promulgación por parte de la Secretaría de Energía y Puertos de los nuevos valores de precios estacionales, correspondientes a la programación estacional o a la reprogramación trimestral inmediata posterior a la citada fecha de Toma de Posesión (la que se de cronologicamente en primer término).

Distribuidora Atlántica

Fn_p = 1,1936
Fn_r = 1,0926
Fn_v = 1,0678
Fa = 0,979
CF_T = 2278 U$S/MW-mes

CV_T = 0,481 U$S/MWh

Distribuidora Norte

$Fn_p =$ 1,0243

$Fn_r =$ 1,0144

$Fn_v =$ 1,0121

$Fa =$ 0,979

$CF_T =$ 2197 U$S/MW-mes

$CV_T =$ 0,448 U$S/MWh

Distribuidora Sur

$Fn_p =$ 0,9542

$Fn_r =$ 0,9591

$Fn_v =$ 0,9672

$Fa =$ 0,979

$CF_T =$ 3233 U$S/MW-mes

$CV_T =$ 0,460 U$S/MWh

I.9.2. Valores a ser modificados para cada período tarifario.

El **Organismo de Control** realizará las acciones pertinentes, a los efectos de obtener los parámetros que regirán para el siguiente período tarifario, una vez que los mismos hayan sido aprobados por la **Autoridad de Aplicación.**

Los siguientes valores serán comunes a todas las Distribuidoras y válidos para el período de transición y el primer período tarifario inmediato posterior:

$\frac{Pmed}{Pmax} T1, T2, T4 =$ 0,672

$\frac{Pmed}{Pmax} T3 =$ 0,890

I.10. Valores iniciales de energía y potencia para el cálculo del cuadro tarifario.

Los valores resultantes de energía y potencia para cada Distribuidora son:

Distribuidora Atlántica

Tarifas	pe_{pico}	pe_{resto}	pe_{valle}	pp
	[U$S/MWh]	[U$S/MWh]	[U$S/MWh]	[U$S/MW-mes]
T1, T2 y T4	37,46	37,10	37,10	5616
T3	42,42	24,13	20,87	6408

Distribuidora Norte

Tarifas	pe_{pico}	pe_{resto}	pe_{valle}	pp
	[U$S/MWh]	[U$S/MWh]	[U$S/MWh]	[U$S/MW-mes]
T1, T2 y T4	37,06	37,06	37,06	5535
T3	36,95	22,64	19,91	6328

Distribuidora Sur

Tarifas	pe_{pico}	pe_{resto}	pe_{valle}	pp
	[U$S/MWh]	[U$S/MWh]	[U$S/MWh]	[U$S/MW-mes]
T1, T2 y T4	36,62	36,79	35,66	6571
T3	34,71	21,62	19,17	7364

I.11. Definición del $\beta_{ca,t}$.

Para cada Distribuidora, el coeficiente $\beta_{ca,t}$ indicado en el punto I.6.1 se calcula según la siguiente fórmula:

$$\beta_{ca,t} = \frac{ECTSN_t^{trim.}}{ET1,T2,T4_t^{trim.}}$$

Donde:

t = Corresponde a los períodos horarios de pico, valle y resto.

$\beta_{ca,t}$ = Energía comprada por la Distribuidora a CTSN en el Mercado a Término, dividida por la Energía total correspondiente a las tarifas T1, T2 y T4, en el período t, para cada Distribuidora

$ECTSN_t^{trim.}$ = Es la energía trimestral, neta de ventas a cooperativas con contrato, contratada entre CTSN y cada una de las Distribuidoras para la banda horaria t.

$ET1,T2,T3_t^{trim.}$ = Es la energía trimestral cautiva (tarifas T1, T2 y T4) para cada una de las Distribuidoras, en la banda horaria t.

El método para valorizar la $ECTSN_t^{trim.}$ es el siguiente:

$$ECTSN_t^{trim.} = ECTSN_{Total,t}^{trim.} - \sum_j \left(\frac{ECTSN_{Total}^{anual-96.}}{ETOTAL_{ESEBA+COOP.}^{anual-96}} + 0{,}04\right)_{j,t} \cdot E_{Coop,j}^{Trim} - \sum_h \left(\frac{ECTSN_{Total}^{trim.}}{ETOTAL_{Dist+COOP.}^{trim}}\right)_{h,t} \cdot E_{Coop,h}^{Trim}$$

Donde:

$ECTSN_{Total,t}^{trim.}$ = Son los valores de la energía trimestral contratada entre CTSN y cada Distribuidora, por banda horaria, en coincidencia con lo declarado a CAMMESA para la administración de dicho contrato.

j = Cantidad de Cooperativas que mantienen relación contractual con la Distribuidora de su área, para la compra solo de la proporción de energía que le corresponde del contrato existente con CTSN en el trimestre.

$\left(\frac{ECTSN_{Total}^{anual-96}}{ETOTAL_{ESEBA+COOP.}^{anual-96}}\right)_t$ = Relación entre la energía total del año 1996 contratada por ESEBA S.A. con CTSN y la energía total, neta de GUMES, que para el mismo período sumaban ESEBA y las Cooperativas que tenían contrato con esta en ese año, ambas en la banda horaria t.

h= Cantidad de Cooperativas que mantienen relación contractual con la Distribuidora de su área, para la compra de la totalidad de su energía, en el trimestre.

$\left(\frac{ECTSN_{Total}^{trim}}{ETOTAL_{Dist+COOP.}^{trim}}\right)_t$ = Relación entre la energía trimestral total contratada por la Distribuidora con CTSN, ya definida, y la energía total neta de GUMES, que para el mismo período suman la Distribuidora y las h Cooperativas de su área, ambas en la banda horaria t.

Todos los valores que intervienen en el cálculo del Beta son "ex-post". Las energías trimestrales involucradas corresponden a valores realizados del trimestre anterior. El cálculo de dicho

coeficiente tiene validez durante vigencia del contrato con CTSN. Vencido el contrato, ?ca[illegible] tomará igual a cero para todos los períodos sucesivos de cálculo de Pass Through.

2.5. Información ampliatoria sobre el VADE:

Los valores del VADE para cada tarifa, comunicados por Circular 31, serán válidos desde la Fecha de Toma de Posesión y hasta el primer recálculo del Pass-Through. A partir de allí, el valor del VADE para cada período surge de:

$$VADE^{per}_{Ti,Vj,t} = VADE_p \times \frac{pe_t^{Ti,per}}{pe_t^{Ti,circ31}}$$

donde:

$VADE_{per,t}$ = Valor Agregado de Distribución de Energía para la Ti, en el nivel de tensión j y la banda horaria t

$VADE_p$ = Valor Agregado de Distribución de Energía publicado mediante Circular 31 y para la banda horaria t.

$pe_t^{Ti,per}$ = Pass-Through de energía para la categoría tarifaria Ti del período per para el cual se desea calcular el VADE y para la banda horaria t según Subanexo B parte I puntos I.6.1 y I.7.1.

$pe_t^{Ti,circ31}$ = Pass-Through de energía para la categoría tarifaria Ti, publicados en Circular 31 y para la banda horaria t.

SUBANEXO B
PARTE II

1208

CALCULO DE LOS PARAMETROS TARIFARIOS

II.1. TARIFA "T1":PEQUEÑAS DEMANDAS (Potencia < 10 KW).

II.1.1. T1R - RESIDENCIAL.

II.1.1.1. CARGO FIJO.

$$CFT1R = VADCf_T1R / 12 * (1 + VADCp_T1)$$

donde :

CFT1R: cargo fijo mensual aplicable a los clientes residenciales encuadrados en la tarifa T1R, expresado en U$S/cliente.

VADCf_T1R: valor agregado comercial de la distribución reconocido para la tarifa T1R,, excluidos los costos de comisiones de cobranzas por terceros y quebranto por incobrabilidad, expresado en U$S/cliente-año

VADCp_T1: coeficiente mediante el cual se asignan los costos de comisiones de cobranzas por terceros y quebranto por incobrabilidad de facturación a clientes encasillados en la tarifa T1.

II.1.1.2. CARGO VARIABLE 1 (consumos de 0 hasta 100 KWh / mes).

$$\begin{aligned} CV1T1R = {} & (aR_pico * (peT1p + VADE_T1_p) + aR_resto * (peT1r + \\ & + VADE_T1_r) + aR_valle * (peT1v + VADE_T1_v) + \\ & + ppT1 / TUMA_R1 * 12 * PERPBT_T1 + (VADPT1_tot_R / \\ & / TUMA_R1 * FCI_T1R) * (1 + VADA_T1)) * (1 + VADCp_T1) \end{aligned}$$

donde :

CV1T1R: cargo variable que se aplica a la totalidad del consumo de energía de los clientes encasillados en la tarifa T1R, cuando el valor mensual de dicho consumo no supera los 100 Kwh, expresado en U$S/KWh.

aR_pico: coeficiente que expresa la participación del consumo de energía de clientes residenciales en el horario de pico respecto del consumo total de energía de esos clientes en las tres bandas horarias ($0 \leq aR_pico \leq 1$).

peT1p: precio de transferencia de la energía en el horario de pico aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T1, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.6.1., expresado en U$S/KWh.

VADE_T1_p: valor unitario de las pérdidas de energía en horario de pico, correspondiente a la tarifa T1, expresado en U$S/KWh.

aR_resto: coeficiente que expresa la participación del consumo de energía de clientes residenciales en el horario de resto respecto del consumo total de energía de esos clientes en las tres bandas horarias ($0 \leq aR_resto \leq 1$).

peT1r: precio de transferencia de la energía en el horario de resto aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T1, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.6.1., expresado en U$S/KWh.

VADE_T1_r: valor unitario de las pérdidas de energía en horario de resto, correspondiente a la tarifa T1, expresado en U$S/KWh.

aR_valle: coeficiente que expresa la participación del consumo de energía de clientes residenciales en el horario de valle respecto del consumo total de energía de esos clientes en las tres bandas horarias ($0 \leq aR_valle \leq 1$).

peT1v: precio de transferencia de la energía en el horario de valle aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T1, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.6.1., expresado en U$S/KWh.

VADE_T1_v: valor unitario de las pérdidas de energía en horario de valle, correspondiente a la tarifa T1, expresado en U$S/KWh.

ppT1: precio de transferencia de la potencia aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T1, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.6.2., expresado en U$S/KW-mes.

TUMA_R1: tiempo de utilización medio anual de los clientes residenciales encuadrados en la tarifa T1R cuyo consumo se encuentra entre 0 y 100 KWh/mes, expresado en horas/año.

PERPBT_T1: Coeficiente de transferencia del precio de potencia en el nodo de entrada del distribuidor, al nivel de baja tensión asignado a los clientes encuadrados en la tarifa T1.

VADPT1_tot_R: valor agregado de distribución total asignado a los clientes encuadrados en la Tarifa T1 Residencial (T1R) y Residencial Estacional (T1RE), expresado en U$S/KW-año.

FCI_T1R: factor de coincidencia interno, definido como la relación entre la demanda máxima simultánea de los clientes encasillados en la tarifa T1R y la suma de las demandas máximas de estos clientes ($0 < FCI_T1R < 1$).

VADA_T1: coeficiente mediante el cual se asigna el costo general de administración a la tarifa T1.

VADCp_T1: coeficiente mediante el cual se asignan los costos de comisiones de cobranzas por terceros y quebrantos por incobrabilidad de facturación a clientes encasillados en la tarifa T1.

II.1.1.3. CARGO VARIABLE 2 (consumos mayores de 100 y hasta 200 KWh / mes).

CV2T1R = (aR_pico * (peT1p + VADE_T1_p) + aR_resto * (peT1r +
+ VADE_T1_r) + aR_valle * (peT1v + VADE_T1_v) +
+ ppT1/ TUMA_R2 * 12 * PERPBT_T1+(VADPT1_tot_R /
/ TUMA_R2 * FCI_T1R) * (1 + VADA_T1)) * (1 + VADCp_T1)

donde :

CV2T1R: cargo variable que se aplica a la totalidad del consumo de energía de los clientes encasillados en la tarifa T1R, cuando el valor mensual de dicho consumo se encuentra entre más de 100 KWh y hasta 200 Kwh, expresado en U$S/KWh.

aR_pico: coeficiente que expresa la participación del consumo de energía de clientes residenciales en el horario de pico respecto del consumo total de energía de esos clientes en las tres bandas horarias ($0 \leq aR_pico \leq 1$).

peT1p: precio de transferencia de la energía en el horario de pico aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T1, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.6.1., expresado en U$S/KWh.

VADE_T1_p: valor unitario de las pérdidas de energía en horario de pico, correspondiente a la tarifa T1, expresado en U$S/KWh.

aR_resto: coeficiente que expresa la participación del consumo de energía de clientes residenciales en el horario de resto respecto del consumo total de energía de esos clientes en las tres bandas horarias ($0 \leq aR_resto \leq 1$).

peT1r: precio de transferencia de la energía en el horario de resto aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T1, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.6.1., expresado en U$S/KWh.

VADE_T1_r: valor unitario de las pérdidas de energía en horario de resto, correspondiente a la tarifa T1, expresado en U$S/KWh.

aR_valle: coeficiente que expresa la participación del consumo de energía de clientes residenciales en el horario de valle respecto del consumo total de energía de esos clientes en las tres bandas horarias ($0 \leq aR_valle \leq 1$).

peT1v: precio de transferencia de la energía en el horario de valle aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T1, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.6.1., expresado en U$S/KWh.

VADE_T1_v: valor unitario de las pérdidas de energía en horario de valle, correspondiente a la tarifa T1, expresado en U$S/KWh.

ppT1: precio de transferencia de la potencia aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T1, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.6.2., expresado en U$S/KW-mes.

TUMA_R2: tiempo de utilización medio anual de los clientes residenciales encuadrados en la tarifa T1R cuyo consumo se encuentra entre más de 100 KWh/mes y hasta 200 KWh/mes, expresado en horas/año.

PERPBT_T1: Coeficiente de transferencia del precio de potencia en el nodo de entrada del distribuidor, al nivel de baja tensión asignado a los clientes encuadrados en la tarifa T1.

VADPT1_tot_R: valor agregado de distribución total asignado a los clientes encuadrados en la Tarifa T1 Residencial (T1R) y Residencial Estacional (T1RE), expresado en U$S/KW-año.

FCI_T1R: factor de coincidencia interno, definido como la relación entre la demanda máxima simultánea de los clientes encasillados en la tarifa T1R y la suma de las demandas máximas de estos clientes ($0 < FCI_T1R < 1$).

VADA_T1: coeficiente mediante el cual se asigna el costo general de administración a la tarifa T1.

VADCp_T1: coeficiente mediante el cual se asignan los costos de comisiones de cobranzas por terceros y quebrantos por incobrabilidad de facturación a clientes encasillados en la tarifa T1.

II.1.1.4. CARGO VARIABLE 3 (consumos mayores de 200 y hasta 400 KWh / mes).

$$CV3T1R = (aR_pico * (peT1p + VADE_T1_p) + aR_resto * (peT1r + VADE_T1_r) + aR_valle * (peT1v + VADE_T1_v) + ppT1 / TUMA_R3 * 12 * PERPBT_T1 + (VADPT1_tot_R / TUMA_R3 * FCI_T1R) * (1 + VADA_T1)) * (1 + VADCp_T1)$$

donde :

CV3T1R: cargo variable que se aplica a la totalidad del consumo de energía de los clientes encasillados en la tarifa T1R, cuando el valor mensual de dicho consumo se encuentra entre más de 200 KWh y hasta 400 Kwh, expresado en U$S/KWh.

aR_pico: coeficiente que expresa la participación del consumo de energía de clientes residenciales en el horario de pico respecto del consumo total de energía de esos clientes en las tres bandas horarias ($0 \leq aR_pico \leq 1$).

peT1p: precio de transferencia de la energía en el horario de pico aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T1, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.6.1., expresado en U$S/KWh.

VADE_T1_p: valor unitario de las pérdidas de energía en horario de pico, correspondiente a la tarifa T1, expresado en U$S/KWh.

aR_resto: coeficiente que expresa la participación del consumo de energía de clientes residenciales en el horario de resto respecto del consumo total de energía de esos clientes en las tres bandas horarias ($0 \leq aR_resto \leq 1$).

peT1r: precio de transferencia de la energía en el horario de resto aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T1, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.6.1., expresado en U$S/KWh.

VADE_T1_r: valor unitario de las pérdidas de energía en horario de resto, correspondiente a la tarifa T1, expresado en U$S/KWh.

aR_valle: coeficiente que expresa la participación del consumo de energía de clientes residenciales en el horario de valle respecto del consumo total de energía de esos clientes en las tres bandas horarias ($0 \leq aR_valle \leq 1$).

peT1v: precio de transferencia de la energía en el horario de valle aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T1, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.6.1., expresado en U$S/KWh.

VADE_T1_v: valor unitario de las pérdidas de energía en horario de valle, correspondiente a la tarifa T1, expresado en U$S/KWh.

ppT1: precio de transferencia de la potencia aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T1, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.6.2., expresado en U$S/KW-mes.

TUMA_R3: tiempo de utilización medio anual de los clientes residenciales encuadrados en la tarifa T1R cuyo consumo se encuentra entre más de 200 KWh/mes y hasta 400 KWh/mes, expresado en horas/año.

PERPBT_T1: Coeficiente de transferencia del precio de potencia en el nodo de entrada del distribuidor, al nivel de baja tensión asignado a los clientes encuadrados en la tarifa T1.

VADPT1_tot_R: valor agregado de distribución total asignado a los clientes encuadrados en la Tarifa T1 Residencial (T1R) y Residencial Estacional (T1RE), expresado en U$S/KW-año.

FCI_T1R: factor de coincidencia interno, definido como la relación entre la demanda máxima simultánea de los clientes encasillados en la tarifa T1R y la suma de las demandas máximas de estos clientes ($0 < FCI_T1R < 1$).

VADA_T1: coeficiente mediante el cual se asigna el costo general de administración a la tarifa T1.

VADCp_T1: coeficiente mediante el cual se asignan los costos de comisiones de cobranzas por terceros y quebrantos por incobrabilidad de facturación a clientes encasillados en la tarifa T1.

II.1.1.5. CARGO VARIABLE 4 (consumos mayores de 400 KWh / mes).

$$CV4T1R = (aR_pico * (peT1p + VADE_T1_p) + aR_resto * (peT1r + + VADE_T1_r) + aR_valle * (peT1v + VADE_T1_v) + + ppT1/ TUMA_R4 * 12 * PERPBT_T1 + (VADPT1_tot_R / / TUMA_R4 * FCI_T1R) * (1 + VADA_T1)) * (1 + VADCp_T1)$$

donde :

CV4T1R: cargo variable que se aplica a la totalidad del consumo de energía de los clientes encasillados en la tarifa T1R, cuando el valor mensual de dicho consumo es mayor de 400 Kwh, expresado en U$S/KWh.

aR_pico: coeficiente que expresa la participación del consumo de energía de clientes residenciales en el horario de pico respecto del consumo total de energía de esos clientes en las tres bandas horarias ($0 \leq aR_pico \leq 1$).

peT1p: precio de transferencia de la energía en el horario de pico aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T1, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.6.1., expresado en U$S/KWh.

VADE_T1_p: valor unitario de las pérdidas de energía en horario de pico, correspondiente a la tarifa T1, expresado en U$S/KWh.

aR_resto: coeficiente que expresa la participación del consumo de energía de clientes residenciales en el horario de resto respecto del consumo total de energía de esos clientes en las tres bandas horarias ($0 \leq aR_resto \leq 1$).

peT1r: precio de transferencia de la energía en el horario de resto aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T1, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.6.1., expresado en U$S/KWh.

VADE_T1_r: valor unitario de las pérdidas de energía en horario de resto, correspondiente a la tarifa T1, expresado en U$S/KWh.

aR_valle: coeficiente que expresa la participación del consumo de energía de clientes residenciales en el horario de valle respecto del consumo total de energía de esos clientes en las tres bandas horarias ($0 \leq aR_valle \leq 1$).

peT1v: precio de transferencia de la energía en el horario de valle aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T1, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.6.1., expresado en U$S/KWh.

VADE_T1_v: valor unitario de las pérdidas de energía en horario de valle, correspondiente a la tarifa T1, expresado en U$S/KWh.

ppT1: precio de transferencia de la potencia aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T1, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.6.2., expresado en U$S/KW-mes.

TUMA_R4: tiempo de utilización medio anual de los clientes residenciales encuadrados en la tarifa T1R cuyo consumo es mayor de 400 KWh/mes, expresado en horas/año.

PERPBT_T1: Coeficiente de transferencia del precio de potencia en el nodo de entrada del distribuidor, al nivel de baja tensión asignado a los clientes encuadrados en la tarifa T1.

VADPT1_tot_R: valor agregado de distribución total asignado a los clientes encuadrados en la Tarifa T1 Residencial (T1R) y Residencial Estacional (T1RE), expresado en U$S/KW-año.

FCI_T1R: factor de coincidencia interno, definido como la relación entre la demanda máxima simultánea de los clientes encasillados en la tarifa T1R y la suma de las demandas máximas de estos clientes ($0 < FCI_T1R < 1$).

VADA_T1: coeficiente mediante el cual se asigna el costo general de administración a la tarifa T1.

VADCp_T1: coeficiente mediante el cual se asignan los costos de comisiones de cobranzas por terceros y quebrantos por incobrabilidad de facturación a clientes encasillados en la tarifa T1.

II.1.2. T1RE - RESIDENCIAL ESTACIONAL.

II.1.2.1. CARGO FIJO.

$$CFT1RE = (VADCf_T1RE + (g_RE * VADPT1_tot_R / TUMA_RE * FCI_T1RE * * ERE_PA) * (1 + VADA_T1)) / 12 * (1 + VADCp_T1)$$

donde :

CFT1RE: cargo fijo mensual aplicable a los clientes residenciales encuadrados en la tarifa T1RE, expresado en U$S/cliente.

VADCf_T1RE: valor agregado comercial de la distribución reconocido para la tarifa T1RE, excluidos los costos de comisiones de cobranzas por terceros y quebranto por incobrabilidad, expresado en U$S/cliente-año,

g_RE: coeficiente de asignación al cargo fijo del valor agregado de distribución para la tarifa T1RE ($0 \leq g_RE \leq 1$).

VADPT1_tot_R: valor agregado de distribución total asignado a los clientes encuadrados en la Tarifa T1 Residencial (T1R) y Residencial Estacional (T1RE), expresado en U$S/KW-año.

TUMA_RE: tiempo de utilización medio anual de los clientes residenciales estacionales encuadrados en la tarifa T1RE, expresado en horas/año.

FCI_T1RE: factor de coincidencia interno, definido como la relación entre la demanda máxima simultánea de los clientes encasillados en la tarifa T1RE y la suma de las demandas máximas de estos clientes ($0 < FCI_T1RE < 1$).

ERE_PA: energía promedio anual asignada como consumo de los clientes residenciales estacionales encasillados en la tarifa T1RE, expresada en KWh/año.

VADA_T1: coeficiente mediante el cual se asigna el costo general de administración a la tarifa T1.

VADCp_T1: coeficiente mediante el cual se asignan los costos de comisiones de cobranzas por terceros y quebrantos por incobrabilidad de facturación a clientes encasillados en la tarifa T1 .

II.1.2.2. CARGO VARIABLE.

$$CVT1RE = (aR_pico * (peT1p + VADE_T1_p) + aR_resto * (peT1r + + VADE_T1_r) + aR_valle * (peT1v + VADE_T1_v) + + ppT1/ TUMA_R2 * 12 * PERPBT_T1 + ((1-g_RE) * VADPT1_tot_R / / TUMA_RE * FCI_T1RE) * (1 + VADA_T1)) * (1 + VADCp_T1)$$

donde :

CVT1RE: cargo variable que se aplicará por la totalidad del consumo de energía de los clientes encasillados en la tarifa T1RE, expresado en U$S/KWh.

aR_pico: coeficiente que expresa la participación del consumo de energía de clientes residenciales en el horario de pico respecto del consumo total de energía de esos clientes en las tres bandas horarias ($0 \leq aR_pico \leq 1$).

peT1p: precio de transferencia de la energía en el horario de pico aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T1, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.6.1., expresado en U$S/KWh.

VADE_T1_p: valor unitario de las pérdidas de energía en horario de pico, correspondiente a la tarifa T1, expresado en U$S/KWh.

aR_resto: coeficiente que expresa la participación del consumo de energía de clientes residenciales en el horario de resto respecto del consumo total de energía de esos clientes en las tres bandas horarias ($0 \leq aR_resto \leq 1$).

peT1r: precio de transferencia de la energía en el horario de resto aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T1, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.6.1., expresado en U$S/KWh.

VADE_T1_r: valor unitario de las pérdidas de energía en horario de resto, correspondiente a la tarifa T1, expresado en U$S/KWh.

aR_valle: coeficiente que expresa la participación del consumo de energía de clientes residenciales en el horario de valle respecto del consumo total de energía de esos clientes en las tres bandas horarias ($0 \leq aR_valle \leq 1$).

peT1v: precio de transferencia de la energía en el horario de valle aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T1, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.6.1., expresado en U$S/KWh.

VADE_T1_v: valor unitario de las pérdidas de energía en horario de valle, correspondiente a la tarifa T1, expresado en U$S/KWh.

ppT1: precio de transferencia de la potencia aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T1, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.6.2., expresado en U$S/KW-mes.

TUMA_R2: tiempo de utilización medio asignado a los clientes residenciales estacionales durante los períodos de alto consumo, igual al de los encuadrados en la tarifa T1R cuyo consumo mensual se encuentra en más de 100 KWh y hasta 200 KWh, expresado en horas/año.

PERPBT_T1: Coeficiente de transferencia del precio de potencia en el nodo de entrada del distribuidor, al nivel de baja tensión asignado a los clientes encuadrados en la tarifa T1.

g_RE: coeficiente de asignación al cargo fijo del valor agregado de distribución para la tarifa T1RE ($0 \leq g_RE \leq 1$).

VADPT1_tot_R: valor agregado de distribución total asignado a los clientes encuadrados en la Tarifa T1 Residencial (T1R) y Residencial Estacional (T1RE), expresado en U$S/KW-año.

TUMA_RE: tiempo de utilización medio anual de los clientes residenciales estacionales encuadrados en la tarifa T1RE, expresado en horas/año.

FCI_T1RE: factor de coincidencia interno, definido como la relación entre la demanda máxima simultánea de los clientes encasillados en la tarifa T1RE y la suma de las demandas máximas de estos clientes ($0 < FCI_T1RE < 1$).

VADA_T1: coeficiente mediante el cual se asigna el costo general de administración a la tarifa T1

VADCp_T1: coeficiente mediante el cual se asignan los costos de comisiones de cobranzas por terceros y quebrantos por incobrabilidad de facturación a clientes encasillados en la tarifa T1.

II.1.3. T1GBC - SERVICIO GENERAL BAJOS CONSUMOS (Consumo ≤ 1.000 KWH/mes).

II.1.3.1. CARGO FIJO.

$$CFT1GBC = (VADCf_G + (g_GBC * VADPT1_tot_G / TUMA_GBC * * FCI_G * EGBC_PA) * (1 + VADA_T1)) / 12 * (1 + VADCpT1)$$

donde:

CFT1GBC: cargo fijo mensual aplicable a los clientes encuadrados en la tarifa T1GBC, expresado en U$S/cliente.

VADCf_G: valor agregado comercial de la distribución reconocido para la tarifa T1G, excluidos los costos de comisiones de cobranzas por terceros y quebrantos por incobrabilidad, expresado en U$S/cliente-año.

g_GBC: coeficiente de asignación al cargo fijo del valor agregado de distribución para la tarifa T1GBC ($0 \leq g_GBC \leq 1$).

VADPT1_tot_G: valor agregado de distribución total asignado a los clientes encuadrados en la Tarifa T1 Servicio General Altos Consumos (T1GAC), Servicio General Bajos Consumos (T1GBC) y Servicio General Estacional (T1GE), expresado en U$S/KW-año.

TUMA_GBC: tiempo de utilización medio anual de los clientes encuadrados en la tarifa T1GBC expresado en horas/año.

FCI_G: factor de coincidencia interno, definido como la relación entre la demanda máxima simultánea de los clientes encasillados en la tarifa T1G y la suma de las demandas máximas de estos clientes ($0 < FCI_G < 1$).

EGBC_PA: energía promedio anual asignada como consumo de los clientes encasillados en la tarifa T1GBC, expresada en KWh/año.
VADA_T1: coeficiente mediante el cual se asigna el costo general de administración a la tarifa T1.

VADCpT1: coeficiente mediante el cual se asignan los costos de comisiones de cobranzas por terceros y quebrantos por incobrabilidad de facturación a clientes encasillados en la tarifa T1.

II.1.3.2. CARGO VARIABLE

$$CVT1GBC = (aG_pico * (peT1p + VADE_T1_p) + aG_resto * (peT1r + + VADE_T1_r) + aG_valle * (peT1v + VADE_T1_v) + + ppT1 / TUMA_GBC * 12 * PERPBT_T1 + ((1-g_GBC) * VADPT1_tot_G / / TUMA_GBC * FCI_G) * (1 + VADA_T1)) * (1 + VADCp_T1)$$

donde:

CVT1GBC: cargo variable que se aplicará a la totalidad del consumo de energía de los clientes encasillados en la tarifa T1GBC, expresado en U$S/KWh.

aG_pico: coeficiente que expresa la participación del consumo de energía de clientes encasillados en la tarifa T1G en el horario de pico respecto del consumo total de energía de esos clientes en las tres bandas horarias ($0 \leq aG_pico \leq 1$).

peT1p: precio de transferencia de la energía en el horario de pico aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T1, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.6.1., expresado en U$S/KWh.

VADE_T1_p: valor unitario de las pérdidas de energía en horario de pico, correspondiente a la tarifa T1, expresado en U$S/KWh.

aG_resto: coeficiente que expresa la participación del consumo de energía de clientes encasillados en la tarifa T1G en el horario de resto respecto del consumo total de energía de esos clientes en las tres bandas horarias ($0 \leq aG_resto \leq 1$).

peT1r: precio de transferencia de la energía en el horario de resto aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T1, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.6.1., expresado en U$S/KWh.

VADE_T1_r: valor unitario de las pérdidas de energía en horario de resto, correspondiente a la tarifa T1, expresado en U$S/KWh.

aG_valle: coeficiente que expresa la participación del consumo de energía de clientes encasillados en la tarifa T1G en el horario de valle respecto del consumo total de energía de esos clientes en las tres bandas horarias ($0 \leq aG_valle \leq 1$).

peT1v: precio de transferencia de la energía en el horario de valle aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T1, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.6.1., expresado en U$S/KWh.

VADE_T1_v: valor unitario de las pérdidas de energía en horario de valle, correspondiente a la tarifa T1, expresado en U$S/KWh.

ppT1: precio de transferencia de la potencia aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T1, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.6.2., expresado en U$S/KW-mes.

TUMA_GBC: tiempo de utilización medio anual de los clientes encuadrados en la tarifa T1GBC, expresado en horas/año.

PERPBT_T1: Coeficiente de transferencia del precio de potencia en el nodo de entrada del distribuidor, al nivel de baja tensión asignado a los clientes encuadrados en la tarifa T1.

g_GBC: coeficiente de asignación al cargo fijo del valor agregado de distribución para la tarifa T1GBC ($0 \leq g_GBC \leq 1$).

VADPT1_tot_G: valor agregado de distribución total asignado a los clientes encuadrados en la Tarifa T1 Servicio General Altos Consumos (T1GAC), Servicio General Bajos Consumos (T1GBC) y Servicio General Estacional (T1GE), expresado en U$S/KW-año.

FCI_G: factor de coincidencia interno, definido como la relación entre la demanda máxima simultánea de los clientes encasillados en la tarifa T1G y la suma de las demandas máximas de estos clientes ($0 < FCI_G < 1$).

VADA_T1: coeficiente mediante el cual se asigna el costo general de administración a la tarifa T1.

VADCp_T1: coeficiente mediante el cual se asignan los costos de comisiones de cobranzas por terceros y quebrantos por incobrabilidad de facturación a clientes encasillados en la tarifa T1.

II.1.4. T1GAC - SERVICIO GENERAL ALTOS CONSUMOS (Consumo > 1.000 KWh/mes).

II.1.4.1. CARGO FIJO.

$$CFT1GAC = CFT1GBC + (CVT1GBC - CVT1GAC) * 1.000$$

donde:

CFT1GAC: cargo fijo mensual aplicable a los clientes encuadrados en la tarifa T1GAC, expresado en U$S/cliente.

CFT1GBC: cargo fijo mensual aplicable a los clientes encuadrados en la tarifa T1GBC, expresado en U$S/cliente.

CVT1GBC: cargo variable que se aplica a la totalidad del consumo de energía de los clientes encasillados en la tarifa T1GBC, expresado en U$S/KWh.

CVT1GAC: cargo variable que se aplica a la totalidad del consumo de energía de los clientes encasillados en la tarifa T1GAC, expresado en U$S/KWh.

II.1.4.2. CARGO VARIABLE.

$$
\begin{aligned}
CVT1GAC = {} & (aG_pico * (peT1p + VADE_T1_p) + \\
& + aG_resto * (peT1r + VADE_T1_r) + \\
& + aG_valle * (peT1v + VADE_T1_v) + \\
& + ppT1 / TUMA_GAC * 12 * PERPBT_T1 + \\
& + ((1-g_GAC) * VADPT1_tot_G / TUMA_GAC * FCI_G) * \\
& * (1 + VADA_T1)) * (1 + VADCpT1))
\end{aligned}
$$

donde:

CVT1GAC: cargo variable que se aplica a la totalidad del consumo de energía de los clientes encasillados en la tarifa T1GAC, expresado en U$S/KWh.

aG_pico: coeficiente que expresa la participación del consumo de energía de clientes encasillados en la tarifa T1G en el horario de pico respecto del consumo total de energía de esos clientes en las tres bandas horarias ($0 \leq aG_pico \leq 1$).

peT1p: precio de transferencia de la energía en el horario de pico aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T1, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.6.1., expresado en U$S/KWh.

VADE_T1_p: valor unitario de las pérdidas de energía en horario de pico, correspondiente a la tarifa T1, expresado en U$S/KWh.

aG_resto: coeficiente que expresa la participación del consumo de energía de clientes encasillados en la tarifa T1G en el horario de resto respecto del consumo total de energía de esos clientes en las tres bandas horarias ($0 \leq aG_resto \leq 1$).

peT1r: precio de transferencia de la energía en el horario de resto aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T1, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.6.1., expresado en U$S/KWh.

VADE_T1_r: valor unitario de las pérdidas de energía en horario de resto, correspondiente a la tarifa T1G, expresado en U$S/KWh.

aG_valle: coeficiente que expresa la participación del consumo de energía de clientes encasillados en la tarifa T1G en el horario de valle respecto del consumo total de energía de esos clientes en las tres bandas horarias ($0 \leq aG_valle \leq 1$).

peT1v: precio de transferencia de la energía en el horario de valle aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T1, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.6.1., expresado en U$S/KWh.

VADE_T1_v: valor unitario de las pérdidas de energía en horario de valle, correspondiente a la tarifa T1, expresado en U$S/KWh.

ppT1: precio de transferencia de la potencia aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T1, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.6.2., expresado en U$S/KW-mes.

TUMA_GAC: tiempo de utilización medio anual de los clientes encuadrados en la tarifa T1GAC, expresado en horas/año.

PERPBT_T1: Coeficiente de transferencia del precio de potencia en el nodo de entrada del distribuidor, al nivel de baja tensión asignado a los clientes encuadrados en la tarifa T1.

g_GAC: coeficiente de asignación al cargo fijo del valor agregado de distribución para la tarifa T1GAC ($0 \leq g_GAC \leq 1$).

VADPT1_tot_G: valor agregado de distribución total asignado a los clientes encuadrados en la Tarifa T1 Servicio General Altos Consumos (T1GAC), Servicio General Bajos Consumos (T1GBC) y Servicio General Estacional (T1GE), expresado en U$S/KW-año.

FCI_G: factor de coincidencia interno, definido como la relación entre la demanda máxima simultánea de los clientes encasillados en la tarifa T1G y la suma de las demandas máximas de estos clientes ($0 < FCI_G < 1$).

VADA_T1: coeficiente mediante el cual se asigna el costo general de administración a la tarifa T1.

VADCpT1: coeficiente mediante el cual se asignan los costos de comisiones de cobranzas por terceros y quebrantos por incobrabilidad de facturación a clientes encasillados en la tarifa T1.

II.1.5. T1GE - SERVICIO GENERAL ESTACIONAL.

II.1.5.1. CARGO FIJO.

$$CFT1GE = ((VADCf_G + ((g_GE) * VADPT1_tot_G / TUMA_GE * FCI_G * * EGE_PA) * (1 + VADA_T1)) / 12) * (1 + VADCpT1)$$

donde:

CFT1GE: cargo fijo mensual aplicable a los clientes encuadrados en la tarifa T1GE, expresado en U$S/cliente.

VADCf_G: valor agregado comercial de la distribución reconocido para la tarifa T1G, expresado en U$S/cliente-año.

g_GE: coeficiente de asignación del valor agregado de distribución para la tarifa T1GE ($0 \leq g_GE \leq 1$).

VADPT1_tot_G: valor agregado de distribución total asignado a los clientes encuadrados en la Tarifa T1 Servicio General Altos Consumos (T1GAC), Servicio General Bajos Consumos (T1GBC) y Servicio General Estacional (T1GE), expresado en U$S/KW-año.

TUMA_GE: tiempo de utilización medio anual de los clientes encuadrados en la tarifa T1GE, expresado en horas/año.

FCI_G: factor de coincidencia interno, definido como la relación entre la demanda máxima simultánea de los clientes encasillados en la tarifa T1G y la suma de las demandas máximas de estos clientes ($0 < FCI_G < 1$).

EGE_PA: energía promedio anual de los clientes estacionales encasillados en la tarifa T1GE, expresado en KWh/año.

VADA_T1: coeficiente mediante el cual se asigna el costo general de administración a la tarifa T1.

VADCpT1: coeficiente mediante el cual se asignan los costos de comisiones de cobranzas por terceros y quebrantos por incobrabilidad de facturación a clientes encasillados en la tarifa T1.

II.1.5.2. CARGO VARIABLE.

$$
\begin{aligned}
CVT1GE = {} & (aG_pico * (peT1p + VADE_T1_p) + \\
& + aG_resto * (peT1r + VADE_T1_r) + \\
& + aG_valle * (peT1v + VADE_T1_v) + \\
& + ppT1 / TUMA_GBC * 12 * PERPBT_T1 + \\
& + ((1-g_GE) * (VADPT1_tot_G / TUMA_GE) * \\
& * FCI_G) * (1 + VADA_T1)) * (1 + VADCpT1)
\end{aligned}
$$

donde:

CVT1GE: cargo variable que se aplica a la totalidad del consumo de energía de los clientes encasillados en la tarifa T1GE, expresado en U$S/KWh.

aG_pico: coeficiente que expresa la participación del consumo de energía de clientes encasillados en la tarifa T1G en el horario de pico respecto del consumo total de energía de esos clientes en las tres bandas horarias ($0 \leq aG_pico \leq 1$).
peT1p: precio de transferencia de la energía en el horario de pico aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T1, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.6.1., expresado en U$S/KWh.

VADE_T1_p: valor unitario de las pérdidas de energía en horario de pico, correspondiente a la tarifa T1, expresado en U$S/KWh.

aG_resto: coeficiente que expresa la participación del consumo de energía de clientes encasillados en la tarifa T1G en el horario de resto respecto del consumo total de energía de esos clientes en las tres bandas horarias ($0 \leq aG_resto \leq 1$).

peT1r: precio de transferencia de la energía en el horario de resto aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T1, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.6.1., expresado en U$S/KWh.

VADE_T1_r: valor unitario de las pérdidas de energía en horario de resto, correspondiente a la tarifa T1, expresado en U$S/KWh.

aG_valle: coeficiente que expresa la participación del consumo de energía de clientes encasillados en la tarifa T1G en el horario de valle respecto del consumo total de energía de esos clientes en las tres bandas horarias ($0 \leq aG_valle \leq 1$).

peT1v: precio de transferencia de la energía en el horario de valle aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T1, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.6.1., expresado en U$S/KWh.

VADE_T1_v: valor unitario de las pérdidas de energía en horario de valle, correspondiente a la tarifa T1, expresado en U$S/KWh.

ppT1: precio de transferencia de la potencia aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T1, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.6.2., expresado en U$S/KW-mes.

TUMA_GBC: tiempo de utilización medio asignado a los clientes generales bajos consumos durante los períodos de alto consumo, igual al de los clientes encuadrados en la tarifa T1GBC, expresado en horas/año.

TUMA_GE: tiempo de utilización medio anual de los clientes encuadrados en la tarifa T1GE, expresado en horas/año.

PERPBT_T1: Coeficiente de transferencia del precio de potencia en el nodo de entrada del distribuidor, al nivel de baja tensión asignado a los clientes encuadrados en la tarifa T1.

g_GE: coeficiente de asignación al cargo fijo del valor agregado de distribución para la tarifa T1GE ($0 \leq g_GE \leq 1$).

VADPT1_tot_G: valor agregado de distribución total asignado a los clientes encuadrados en la Tarifa T1 Servicio General Altos Consumos (T1GAC), Servicio General Bajos Consumos (T1GBC) y Servicio General Estacional (T1GE), expresado en U$S/KW-año.

FCI_G: factor de coincidencia interno, definido como la relación entre la demanda máxima simultánea de los clientes encasillados en la tarifa T1 y la suma de las demandas máximas de estos clientes ($0 < FCI_G < 1$).

VADA_T1: coeficiente mediante el cual se asigna el costo general de administración a la tarifa T1.

VADCpT1: coeficiente mediante el cual se asignan los costos de comisiones de cobranzas por terceros y quebrantos por incobrabilidad de facturación a clientes encasillados en la tarifa T1.

II.1.6. T1AP - ALUMBRADO PUBLICO.

II.1.6.1. CARGO FIJO

$$CFT1AP = VADCf_AP / 6$$

CFT1AP: cargo fijo por emisión de cada factura de consumo de energía eléctrica a los clientes encuadrados en la tarifa T1AP, expresado en U$S/factura.

VADCf_AP: valor agregado comercial de la distribución reconocido para la tarifa T1AP, expresado en U$S/año

II.1.6.2. CARGO VARIABLE.

$$CVT1AP = aAP_pico * (peT1p + VADE_T1_p) + aAP_valle * (peT1v + VADE_T1_v) + ppT1/ TUMA_AP * 12 * PERPBT_T1 + (VADPT1_tot_AP / TUMA_AP * FCI_T1AP) * (1+ VADA_T1)$$

donde:

CVT1AP: cargo variable que se aplica por la totalidad del consumo de energía de los clientes encasillados en la tarifa T1AP, expresado en U$S/KWh.

aAP_pico: coeficiente que expresa la participación del consumo de energía de clientes encasillados en la tarifa T1AP en el horario de pico respecto del consumo total de energía de esos clientes en las tres bandas horarias ($0 \leq aAP_pico \leq 1$).

peT1p: precio de transferencia de la energía en el horario de pico aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T1, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.6.1., expresado en U$S/KWh.

VADE_T1_p: valor unitario de las pérdidas de energía en horario de pico, correspondiente a la tarifa T1, expresado en (U$S/KWh).

aAP_valle: coeficiente que expresa la participación del consumo de energía de clientes encasillados en la tarifa T1AP en el horario de valle respecto del consumo total de energía de esos clientes en las tres bandas horarias ($0 \leq$ aAP_valle ≤ 1).

peT1v: precio de transferencia de la energía en el horario de valle aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T1, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.6.1., expresado en U$S/KWh.

VADE_T1_v: valor unitario de las pérdidas de energía en horario de valle, correspondiente a la tarifa T1, expresado en U$S/KWh.

ppT1: precio de transferencia de la potencia aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T1, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.6.2., expresado en U$S/KW-mes.

TUMA_AP: tiempo de utilización medio anual de los clientes encuadrados en la tarifa T1AP, expresado en horas/año.

PERPBT_T1: Coeficiente de transferencia del precio de potencia en el nodo de entrada del distribuidor, al nivel de baja tensión asignado a los clientes encuadrados en la tarifa T1.

VADPT1_tot_AP: valor agregado de distribución total asignado a los clientes encuadrados en la Tarifa T1 Alumbrado Público (T1AP), expresado en U$S/KW-año.

FCI_T1AP: factor de coincidencia interno, definido como la relación entre la demanda máxima simultánea de los clientes encasillados en la tarifa T1AP y la suma de las demandas máximas de estos clientes ($0 <$ FCI_T1AP < 1).

VADA_T1: coeficiente mediante el cual se asigna el costo general de administración a la tarifa T1.

II.2. TARIFA "T2":MEDIANAS DEMANDAS (10 KW ≤ Potencia < 50 KW).

II.2.1. T2BT - SUMINISTROS EN BAJA TENSION.

II.2.1.1. CARGO FIJO.

CFT2BT = VADCT2BT

1208

donde:

CFT2BT: cargo fijo mensual que abonan los clientes encuadrados en la tarifa T2BT, expresado en U$S/cliente.

VADCT2BT: valor agregado comercial reconocido para la tarifa T2 en baja tensión, expresado en U$S/cliente.

II.2.1.2. CARGO POR POTENCIA EN PICO.

CPPT2BT = (ppT2 * PERPBT + VADPT2BT_tot / 12 * FCI_T2 * * (1 + VADA_T2)) * b_T2BT

donde:

CPPT2BT: cargo por potencia en el período horario de pico a abonar por los clientes encuadrados en la tarifa T2BT, expresado en U$S/KW-mes.

ppT2: precio de transferencia de la potencia aplicable a clientes encasillados en la tarifa T2, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.6.2., expresado en U$S/KW-mes.

PERPBT: coeficiente de transferencia del precio de potencia en el nodo de entrada del distribuidor, al nivel de baja tensión.

VADPT2BT_tot: valor agregado de distribución total asignado a los clientes encuadrados en la tarifa T2 en baja tensión, expresado en U$S/KW-año.

FCI_T2: factor de coincidencia interno, definido como la relación entre la demanda máxima simultánea de los clientes encasillados en la tarifa T2 y la suma de las demandas máximas de estos clientes ($0 < FCI_T2 < 1$).

VADA_T2: coeficiente mediante el cual se asigna el costo general de administración a la tarifa T2.

b_T2BT: coeficiente de asignación del cargo por potencia total al cargo por potencia de pico para la tarifa T2 ($0 \leq b_T2BT \leq 1$).

II.2.1.3. CARGO POR POTENCIA FUERA DE PICO.

CPFPT2BT = (ppT2 * PERPBT + (VADPT2BT_tot / 12) * FCI_T2 * * (1 + VADA_T2)) * (1 - b_T2BT)

donde:

CPFPT2BT: cargo por potencia en el período horario de fuera de pico a abonar por los clientes encuadrados en la tarifa T2BT, expresado en U$S/KW-mes.

ppT2: precio de transferencia de la potencia aplicable a clientes encasillados en la tarifa T2, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.6.2., expresado en U$S/KW-mes.

PERPBT: coeficiente de transferencia del precio de potencia en el nodo de entrada del distribuidor, al nivel de baja tensión.

VADPT2BT_tot: valor agregado de distribución total asignado a los clientes encuadrados en la tarifa T2 en baja tensión, expresado en U$S/KW-año.

FCI_T2: factor de coincidencia interno, definido como la relación entre la demanda máxima simultánea de los clientes encasillados en la tarifa T2 y la suma de las demandas máximas de estos clientes ($0 < FCI_T2 < 1$).

VADA_T2: coeficiente mediante el cual se asigna el costo general de administración a la tarifa T2.

b_T2BT: coeficiente de asignación del cargo por potencia total a los cargos por potencia de pico y fuera de pico para la tarifa T2 ($0 \leq b_T2BT \leq 1$).

II.2.1.4. CARGO VARIABLE EN PICO.

$$CVPT2BT = (peT2p + VADE_T2BT_p)$$

donde:

CVPT2BT: cargo por energía consumida en el período horario de pico a abonar por los clientes encuadrados en la tarifa T2BT, expresado en U$S/KWh.

peT2p: precio de transferencia de la energía en el horario de pico aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T2, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.6.1., expresado en U$S/KWh.

VADE_T2BT_p: valor unitario de las pérdidas de energía en horario de pico, correspondiente a la tarifa T2BT, expresado en U$S/KWh.

II.2.1.5. CARGO VARIABLE FUERA DE PICO.

$$CVFPT2BT = aT2_resto * (1 + aT2_pico / (aT2_resto + aT2_valle)) * (peT2r + VADE_T2BT_r) + aT2_valle * (1 + aT2_pico / (aT2_resto + aT2_valle)) * (peT2v + VADE_T2BT_v)$$

donde:

CVFPT2BT: cargo por energía consumida en el período horario de fuera de pico a abonar por los clientes encuadrados en la tarifa T2BT, expresado en U$S/KWh.

aT2_pico: coeficiente que expresa la participación del consumo de energía de clientes encasillados en tarifa T2 en el horario de pico, respecto del consumo total de energía de esos clientes en las tres bandas horarias ($0 \leq aT2_pico \leq 1$).

aT2_resto: coeficiente que expresa la participación del consumo de energía de clientes encasillados en tarifa T2 en el horario de resto, respecto del consumo total de energía de esos clientes en las tres bandas horarias ($0 \leq aT2_resto \leq 1$).

aT2_valle: coeficiente que expresa la participación del consumo de energía de clientes encasillados en tarifa T2 en el horario de valle, respecto del consumo total de energía de esos clientes en las tres bandas horarias ($0 \leq aT2_valle \leq 1$).

peT2r: precio de transferencia de la energía en el horario de resto aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T2, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.6.1., expresado en U$S/KWh.

VADE_T2BT_r: valor unitario de las pérdidas de energía en horario de resto, correspondiente a la tarifa T2BT, expresado en U$S/KWh.

peT2v: precio de transferencia de la energía en el horario de valle aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T2, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.6.1., expresado en U$S/KWh.

VADE_T2BT_v: valor unitario de las pérdidas de energía en horario de valle, correspondiente a la tarifa T2BT, expresado en U$S/KWh.

II.2.2. T2MT - SUMINISTROS EN MEDIA TENSION.

II.2.2.1. CARGO FIJO.

$$\mathbf{CFT2MT = VADCT2MT}$$

donde:

CFT2MT: cargo fijo mensual que abonan los clientes encuadrados en la tarifa T2MT, expresado en U$S/cliente.

VADCT2MT: valor agregado comercial reconocido para la tarifa T2 en media tensión, expresado en U$S/cliente.

II.2.2.2. CARGO POR POTENCIA EN PICO.

$$CPPT2MT = (ppT2 * PERPMT + VADPT2MT_tot / 12 * FCI_T2 * * (1 + VADA_T2)) * b_T2MT$$

donde:

CPPT2MT: cargo por potencia en el período horario de pico a abonar por los clientes encuadrados en la tarifa T2MT, expresado en U$S/KW-mes.

ppT2: precio de transferencia de la potencia aplicable a clientes encasillados en la tarifa T2, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.6.2., expresado en U$S/KW-mes.

PERPMT: coeficiente de transferencia del precio de potencia en el nodo de entrada del distribuidor, al nivel de media tensión.

VADPT2MT_tot: valor agregado de distribución total asignado a los clientes encuadrados en la tarifa T2 en media tensión, expresado en U$S/KW-año.

FCI_T2: factor de coincidencia interno, definido como la relación entre la demanda máxima simultánea de los clientes encasillados en la tarifa T2 y la suma de las demandas máximas de estos clientes ($0 < FCI_T2 < 1$).

VADA_T2: coeficiente mediante el cual se asigna el costo general de administración a la tarifa T2.

b_T2MT: coeficiente de asignación del cargo por potencia total a los cargos por potencia de pico y fuera de pico para la tarifa T2 ($0 \leq b_T2MT \leq 1$).

II.2.2.3. CARGO POR POTENCIA FUERA DE PICO.

$$CPFPT2MT = (ppT2 * PERPMT + VADPT2MT_tot / 12 * FCI_T2 * * (1 + VADA_T2)) * (1 - b_T2MT)$$

donde:

CPFPT2MT: cargo por potencia en el período horario de fuera de pico a abonar por los clientes encuadrados en la tarifa T2MT, expresado en U$S/KW-mes.

ppT2: precio de transferencia de la potencia aplicable a clientes encasillados en la tarifa T2, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.6.2., expresado en U$S/KW-mes.

PERPMT: coeficiente de transferencia del precio de potencia en el nodo de entrada del distribuidor, al nivel de media tensión.

VADPT2MT_tot: valor agregado de distribución total asignado a los clientes encuadrados en la tarifa T2 en media tensión, expresado en U$S/KW-año.

FCI_T2: factor de coincidencia interno, definido como la relación entre la demanda máxima simultánea de los clientes encasillados en la tarifa T2 y la suma de las demandas máximas de estos clientes ($0 < FCI_T2 < 1$).
VADA_T2: coeficiente mediante el cual se asigna el costo general de administración a la tarifa T2.

b_T2MT: coeficiente de asignación del cargo por potencia total a los cargos por potencia de pico y fuera de pico para la tarifa T2 ($0 \leq b_T2MT \leq 1$).

II.2.2.4. CARGO VARIABLE EN PICO.

$$CVPT2MT = (peT2p + VADE_T2MT_p)$$

donde:

CVPT2MT: cargo por energía consumida en el período horario de pico a abonar por los clientes encuadrados en la tarifa T2MT, expresado en U$S/KWh.

peT2p: precio de transferencia de la energía en el horario de pico aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T2, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.6.1., expresado en U$S/KWh.

VADE_T2MT_p: valor unitario de las pérdidas de energía en horario de pico, correspondiente a la tarifa T2MT, expresado en U$S/KWh.

II.2.2.5. CARGO VARIABLE FUERA DE PICO.

$$CVFPT2MT = aT2_resto * (1 + aT2_pico / (aT2_resto + aT2_valle)) * (peT2r + VADE_T2MT_r) + aT2_valle * (1 + aT2_pico / (aT2_resto + aT2_valle)) * (peT2v + VADE_T2MT_v)$$

donde:

CVFPT2MT: cargo por energía consumida en el período horario de fuera de pico a abonar por los clientes encuadrados en la tarifa T2MT, expresado en U$S/KWh.

aT2_pico: coeficiente que expresa la participación del consumo de energía de clientes encasillados en tarifa T2 en el horario de pico, respecto del consumo total de energía de esos clientes en las tres bandas horarias ($0 \leq aT2_pico \leq 1$).

aT2_resto: coeficiente que expresa la participación del consumo de energía de clientes encasillados en tarifa T2 en el horario de resto, respecto del consumo total de energía de esos clientes en las tres bandas horarias ($0 \leq aT2_resto \leq 1$).

aT2_valle: coeficiente que expresa la participación del consumo de energía de clientes encasillados en tarifa T2 en el horario de valle, respecto del consumo total de energía de esos clientes en las tres bandas horarias ($0 \leq aT2_valle \leq 1$).

peT2r: precio de transferencia de la energía en el horario de resto aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T2, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.6.1., expresado en U$S/KWh.

VADE_T2MT_r: valor unitario de las pérdidas de energía en horario de resto, correspondiente a la tarifa T2MT, expresado en U$S/KWh.

peT2v: precio de transferencia de la energía en el horario de valle aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T2, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.6.1., expresado en U$S/KWh.

VADE_T2MT_v: valor unitario de las pérdidas de energía en horario de valle, correspondiente a la tarifa T2MT, expresado en U$S/KWh.

II.3. TARIFA "T3":GRANDES DEMANDAS (Potencia ≥ 50 KW).

II.3.1. T3BT - SUMINISTROS EN BAJA TENSION.

II.3.1.1. CARGO FIJO.

$$CFT3BT = VADCT3BT$$

donde:

CFT3BT: cargo fijo mensual que abonan los clientes encuadrados en la tarifa T3BT, expresado en U$S/cliente.

VADCT3BT: valor agregado comercial reconocido para la tarifa T3 en baja tensión, expresado en U$S/cliente.

II.3.1.2. CARGO POR POTENCIA EN PICO.

$$CPPT3BT = (ppT3 * PERPBT + VADPT3BT_tot / 12 * FCI_T3 * * (1 + VADA_T3)) * b_T3BT$$

donde:

CPPT3BT: cargo por potencia en el período horario de pico a abonar por los clientes encuadrados en la tarifa T3BT, expresado en U$S/KW-mes.

ppT3: precio de transferencia de la potencia aplicable a clientes encasillados en la tarifa T3, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.7.2., expresado en U$S/KW-mes.

PERPBT: coeficiente de transferencia del precio de potencia en el nodo de entrada del distribuidor, al nivel de baja tensión.

VADPT3BT_tot: valor agregado de distribución total asignado a los clientes encuadrados en la tarifa T3BT, expresado en U$S/KW-año.

FCI_T3: factor de coincidencia interno, definido como la relación entre la demanda máxima simultánea de los clientes encasillados en la tarifa T3 y la suma de las demandas máximas de estos clientes ($0 < FCI_T3 < 1$).

VADA_T3: coeficiente mediante el cual se asigna el costo general de administración a la tarifa T3.

b_T3BT: coeficiente de asignación del cargo por potencia total a los cargos por potencia de pico para la tarifa T3BT ($0 \leq b_T3BT \leq 1$).

II.3.1.3. CARGO POR POTENCIA FUERA DE PICO.

$$CPFPT3BT = (ppT3 * PERPBT + VADPT3BT_tot / 12 * FCI_T3 * * (1 + VADA_T3)) * (1 - b_T3BT)$$

donde:

CPFPT3BT: cargo por potencia en el período horario de fuera de pico a abonar por los clientes encuadrados en la tarifa T3BT, expresado en (U$S/KW-mes).

ppT3: precio de transferencia de la potencia aplicable a clientes encasillados en la tarifa T3, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.7.2., expresado en U$S/KW-mes.

PERPBT: coeficiente de transferencia del precio de potencia en el nodo de entrada del distribuidor, al nivel de baja tensión.

VADPT3BT_tot: valor agregado de distribución total asignado a los clientes encuadrados en la tarifa T3BT, expresado en U$S/KW-año.

FCI_T3: factor de coincidencia interno, definido como la relación entre la demanda máxima simultánea de los clientes encasillados en la tarifa T3 y la suma de las demandas máximas de estos clientes ($0 < FCI_T3 < 1$).

VADA_T3: coeficiente mediante el cual se asigna el costo general de administración a la tarifa T3.

b_T3BT: coeficiente de asignación del cargo por potencia total a los cargos por potencia de pico para la tarifa T3BT ($0 \leq b_T3BT \leq 1$).

II.3.1.4. CARGO VARIABLE EN PICO.

$$CVPT3BT = peT3p + VADE_T3BT_p$$

donde:

CVPT3BT: cargo por energía consumida en el período horario de pico a abonar por los clientes encuadrados en la tarifa T3BT, expresado en U$S/KWh.

peT3p: precio de transferencia de la energía en el horario de pico aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T3, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.7.1., expresado en U$S/KWh.

VADE_T3BT_p: valor unitario de las pérdidas de energía en horario de pico, correspondiente a la tarifa T3BT, expresado en U$S/KWh.

II.3.1.5. CARGO VARIABLE EN RESTO.

$$CVRT3BT = peT3r + VADE_T3BT_r$$

donde:

CVRT3BT: cargo por energía consumida en el período horario de resto a abonar por los clientes encuadrados en la tarifa T3BT, expresado en U$S/KWh.

peT3r: precio de transferencia de la energía en el horario de resto aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T3, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.7.1., expresado en U$S/KWh.

VADE_T3BT_r: valor unitario de las pérdidas de energía en horario de resto, correspondiente a la tarifa T3BT, expresado en U$S/KWh.

II.3.1.6. CARGO VARIABLE EN VALLE.

$$CVVT3BT = peT3v + VADE_T3BT_v$$

donde:

CVVT3BT: cargo por energía consumida en el período horario de valle a abonar por los clientes encuadrados en la tarifa T3BT, expresado en U$S/KWh.

peT3v: precio de transferencia de la energía en el horario de valle aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T3, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.7.1., expresado en U$S/KWh.

VADE_T3BT_v: valor unitario de las pérdidas de energía en horario de valle, correspondiente a la tarifa T3BT, expresado en U$S/KWh.

II.3.2. T3MT - SUMINISTROS EN MEDIA TENSION.

II.3.2.1. CARGO FIJO.

$$CFT3MT = VADCT3MT$$

donde:

CFT3MT: cargo fijo mensual que abonan los clientes encuadrados en la tarifa T3MT, expresado en U$S/cliente.

VADCT3MT: valor agregado comercial reconocido para la tarifa T3 en media tensión, expresado en U$S/cliente.

II.3.2.2. CARGO POR POTENCIA EN PICO.

$$CPPT3MT = (ppT3 * PERPMT + VADPT3MT_tot / 12 * FCI_T3 * * (1 + VADA_T3)) * b_T3MT)$$

donde:

CPPT3MT: cargo por potencia en el período horario de pico a abonar por los clientes encuadrados en la tarifa T3MT, expresado en U$S/KW-mes.

ppT3: precio de transferencia de la potencia aplicable a clientes encasillados en la tarifa T3, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.7.2., expresado en U$S/KW-mes.

PERPMT: coeficiente de transferencia del precio de potencia en el nodo de entrada del distribuidor, al nivel de media tensión.

VADPT3MT_tot: valor agregado de distribución total asignado a los clientes encuadrados en la tarifa T3MT, expresado en U$S/KW-año.

FCI_T3: factor de coincidencia interno, definido como la relación entre la demanda máxima simultánea de los clientes encasillados en la tarifa T3 y la suma de las demandas máximas de estos clientes ($0 < FCI_T3 < 1$).

VADA_T3: coeficiente mediante el cual se asigna el costo general de administración a la tarifa T3.

b_T3MT: coeficiente de asignación del cargo por potencia total a los cargos por potencia de pico para la tarifa T3MT ($0 \leq b_T3MT \leq 1$).

II.3.2.3. CARGO POR POTENCIA FUERA DE PICO.

$$CPFPT3MT = (ppT3 * PERPMT + VADPT3MT_tot / 12 * FCI_T3 * * (1 + VADA_T3)) * (1 - b_T3MT)$$

donde:

CPFPT3MT: cargo por potencia en el período horario de fuera de pico a abonar por los clientes encuadrados en la tarifa T3MT, expresado en U$S/KW-mes.

ppT3: precio de transferencia de la potencia aplicable a clientes encasillados en la tarifa T3, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.7.2., expresado en U$S/KW-mes.

PERPMT: coeficiente de transferencia del precio de potencia en el nodo de entrada del distribuidor, al nivel de media tensión.

VADPT3MT_tot: valor agregado de distribución total asignado a los clientes encuadrados en la tarifa T3MT, expresado en U$S/KW-año.

FCI_T3: factor de coincidencia interno, definido como la relación entre la demanda máxima simultánea de los clientes encasillados en la tarifa T3 y la suma de las demandas máximas de estos clientes ($0 < FCI_T3 < 1$).

VADA_T3: coeficiente mediante el cual se asigna el costo general de administración a la tarifa T3.

b_T3MT: coeficiente de asignación del cargo por potencia total a los cargos por potencia de pico para la tarifa T3MT ($0 \leq b_T3MT \leq 1$).

II.3.2.4. CARGO VARIABLE EN PICO.

$$CVPT3MT = peT3p + VADE_T3MT_p$$

donde:

CVPT3MT: cargo por energía consumida en el período horario de pico a abonar por los clientes encuadrados en la tarifa T3MT, expresado en U$S/KWh.

peT3p: precio de transferencia de la energía en el horario de pico aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T3, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.7.1., expresado en U$S/KWh.

VADE_T3MT_p: valor unitario de las pérdidas de energía en horario de pico, correspondiente a la tarifa T3MT, expresado en U$S/KWh.

II.3.2.5. CARGO VARIABLE EN RESTO.

$$CVRT3MT = peT3r + VADE_T3MT_r$$

donde:

CVRT3MT: cargo por energía consumida en el período horario de resto a abonar por los clientes encuadrados en la tarifa T3MT, expresado en U$S/KWh.

peT3r: precio de transferencia de la energía en el horario de resto aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T3, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.7.1., expresado en U$S/KWh.

VADE_T3MT_r: valor unitario de las pérdidas de energía en horario de resto, correspondiente a la tarifa T3MT, expresado en U$S/KWh.

II.3.2.6. CARGO VARIABLE EN VALLE.

$$CVVT3MT = peT3v + VADE_T3MT_v$$

donde:

CVVT3MT: cargo por energía consumida en el período horario de valle a abonar por los clientes encuadrados en la tarifa T3MT, expresado en U$S/KWh.

peT3v: precio de transferencia de la energía en el horario de valle aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T3, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.7.1., expresado en U$S/KWh.

VADE_T3MT_v: valor unitario de las pérdidas de energía en horario de valle, correspondiente a la tarifa T3MT, expresado en U$S/KWh.

II.3.3. T3AT - SUMINISTROS EN ALTA TENSION.

II.3.3.1. CARGO FIJO.

CFT3AT = VADCT3AT

donde:

CFT3AT: cargo fijo mensual que abonan los clientes encuadrados en la tarifa T3AT, expresado en U$S/cliente.

VADCT3AT: valor agregado comercial reconocido para la tarifa T3 en alta tensión, expresado en U$S/cliente.

II.3.3.2. CARGO POR POTENCIA EN PICO.

CPPT3AT = (ppT3 * PERPAT + VADPT3AT_tot / 12 * FCI_T3 * * (1 + VADA_T3)) * b_T3AT

donde:

CPPT3AT: cargo por potencia en el período horario de pico a abonar por los clientes encuadrados en la tarifa T3AT, expresado en U$S/KW-mes.

ppT3: precio de transferencia de la potencia aplicable a clientes encasillados en la tarifa T3, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.7.2., expresado en U$S/KW-mes.

PERPAT: coeficiente de transferencia del precio de potencia en el nodo de entrada del distribuidor, al nivel de alta tensión.

VADPT3AT_tot: valor agregado de distribución total asignado a los clientes encuadrados en la tarifa T3AT, expresado en U$S/KW-año.

FCI_T3: factor de coincidencia interno, definido como la relación entre la demanda máxima simultánea de los clientes encasillados en la tarifa T3 y la suma de las demandas máximas de estos clientes ($0 < FCI_T3 < 1$).

VADA_T3: coeficiente mediante el cual se asigna el costo general de administración a la tarifa T3.

b_T3AT: coeficiente de asignación del cargo por potencia total a los cargos por potencia de pico para la tarifa T3AT ($0 \leq b_T3AT \leq 1$).

II.3.3.3. CARGO POR POTENCIA FUERA DE PICO.

CPFPT3AT = (ppT3 * PERPAT+ VADPT3AT_tot / 12 * FCI_T3 * * (1 + VADA_T3)) * (1 - b_T3AT)

donde:

CPFPT3AT: cargo por potencia en el período horario de fuera de pico a abonar por los clientes encuadrados en la tarifa T3AT, expresado en U$S/KW-mes.

ppT3: precio de transferencia de la potencia aplicable a clientes encasillados en la tarifa T3, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.7.2., expresado en U$S/KW-mes.

PERPAT: coeficiente de transferencia del precio de potencia en el nodo de entrada del distribuidor, al nivel de alta tensión.

VADPT3AT_tot: valor agregado de distribución total asignado a los clientes encuadrados en la tarifa T3AT, expresado en U$S/KW-año.

FCI_T3: factor de coincidencia interno, definido como la relación entre la demanda máxima simultánea de los clientes encasillados en la tarifa T3 y la suma de las demandas máximas de estos clientes ($0 < FCI_T3 < 1$).

VADA_T3: coeficiente mediante el cual se asigna el costo general de administración a la tarifa T3.

b_T3AT: coeficiente de asignación del cargo por potencia total a los cargos por potencia de pico para la tarifa T3AT ($0 \leq b_T3AT \leq 1$).

II.3.3.4. CARGO VARIABLE EN PICO.

$$\mathbf{CVPT3AT = peT3p + VADE_T3AT_p}$$

donde:

CVPT3AT: cargo por energía consumida en el período horario de pico a abonar por los clientes encuadrados en la tarifa T3AT, expresado en U$S/KWh.

peT3p: precio de transferencia de la energía en el horario de pico aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T3, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.7.1., expresado en U$S/KWh.

VADE_T3AT_p: valor unitario de las pérdidas de energía en horario de pico, correspondiente a la tarifa T3AT, expresado en U$S/KWh.

II.3.3.5. CARGO VARIABLE EN RESTO.

$$\mathbf{CVRT3AT = peT3r + VADE_T3AT_r}$$

donde:

CVRT3AT: cargo por energía consumida en el período horario de resto a abonar por los clientes encuadrados en la tarifa T3AT, expresado en U$S/KWh.

peT3r: precio de transferencia de la energía en el horario de resto aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T3, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.7.1., expresado en U$S/KWh.

VADE_T3AT_r: valor unitario de las pérdidas de energía en horario de resto, correspondiente a la tarifa T3AT, expresado en U$S/KWh.

II.3.3.6. CARGO VARIABLE EN VALLE.

$$CVVT3AT = peT3v + VADE_T3AT_v$$

donde:

CVVT3AT: cargo por energía consumida en el período horario de valle a abonar por los clientes encuadrados en la tarifa T3AT, expresado en U$S/KWh.

peT3v: precio de transferencia de la energía en el horario de valle aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T3, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.7.1., expresado en U$S/KWh.

VADE_T3AT_v: valor unitario de las pérdidas de energía en horario de valle, correspondiente a la tarifa T3AT, expresado en U$S/KWh.

II.4. TARIFA "T4":PEQUEÑAS DEMANDAS RURALES (Potencia < 10 KW).

II.4.1. CARGO FIJO.

$$CFT4 = ((VADCf_T4 + (g_T4 * VADPT4_tot / TUMA_T4 * FCI_T4 * * ET4_PA) * (1 + VADA_T4)) / 12) * (1 + VADCpT4)$$

donde:

CFT4: cargo fijo mensual aplicable a los clientes encuadrados en la tarifa T4, expresado en U$S/cliente.

VADCf_T4: valor agregado comercial de la distribución reconocido para la tarifa T4, excluidos los costos de comisiones de cobranzas por terceros y quebranto por incobrabilidad, expresado en U$S/cliente-año.

g_T4: coeficiente de asignación al cargo fijo del valor agregado de distribución para la tarifa T4 ($0 \leq g_T4 \leq 1$).

VADPT4_tot : valor agregado de distribución total asignado a los clientes encuadrados en la tarifa T4, siendo su valor igual a **VADPT2MT_tot**, expresado en U$S/KW-año.

TUMA_T4: tiempo de utilización medio anual de los clientes encuadrados en la tarifa T4, expresado en horas/año.

FCI_T4: factor de coincidencia interno, definido como la relación entre la demanda máxima simultánea de los clientes encasillados en la tarifa T4 y la suma de las demandas máximas de estos clientes ($0 < FCI_T4 < 1$).
ET4_PA: energía promedio anual asignada como consumo de los clientes rurales encasillados en la tarifa T4, expresada en KWh/año.

VADA_T4: coeficiente mediante el cual se asigna el costo general de administración a la tarifa T4 .

VADCpT4: coeficiente mediante el cual se asignan los costos de comisiones de cobranzas por terceros y quebrantos por incobrabilidad de facturación a clientes encasillados en la tarifa T4, siendo su valor igual a **VADCpT1**.

II.4.2. CARGO VARIABLE.

$$
\begin{aligned}
CVT4 = {} & (aT4_pico * (peT4p + VADE_T4_p) + \\
& + aT4_resto * (peT4r + VADE_T4_r) + \\
& + aT4_valle * (peT4v + VADE_T4_v) + \\
& + ppT4 / TUMA_T4 * 12 * PERPMT + ((1-g_T4) * \\
& * VADPT4_tot / TUMA_T4 * FCI_T4) * (1 + VADA_T4)) * \\
& * (1 + VADCpT4)
\end{aligned}
$$

donde:

CVT4: cargo variable que se aplica a la totalidad del consumo de energía de los clientes encasillados en la tarifa T4, expresado en U$S/KWh.

aT4_pico: coeficiente que expresa la participación del consumo de energía de clientes encasillados en la tarifa T4 en el horario de pico respecto del consumo total de energía de esos clientes en las tres bandas horarias ($0 \leq aT4_pico \leq 1$).

peT4p: precio de transferencia de la energía en el horario de pico aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T4, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.6.1., expresado en U$S/KWh.

VADE_T4_p: valor unitario de las pérdidas de energía en horario de pico, correspondiente a la tarifa T4, siendo su valor igual a **VADE_T2MT_p**, expresado en U$S/KWh.
expresada en U$S/KWh.

aT4_resto: coeficiente que expresa la participación del consumo de energía de clientes encasillados en la tarifa T4 en el horario de resto respecto del consumo total de energía de esos clientes en las tres bandas horarias ($0 \leq aT4_resto \leq 1$).

peT4r: precio de transferencia de la energía en el horario de resto aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T4, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.6.1., expresado en U$S/KWh.

VADE_T4_r: valor unitario de las pérdidas de energía en horario de resto, correspondiente a la tarifa T4, siendo su valor igual a **VADE_T2MT_r**, expresado en U$S/KWh.

aT4_valle: coeficiente que expresa la participación del consumo de energía de clientes encasillados en la tarifa T4 en el horario de valle respecto del consumo total de energía de esos clientes en las tres bandas horarias ($0 \leq aT4_valle \leq 1$).

peT4v: precio de transferencia de la energía en el horario de valle aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T4, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.6.1., expresado en U$S/KWh.

VADE_T4_v: valor unitario de las pérdidas de energía en horario de valle, correspondiente a la tarifa T4, siendo su valor igual a **VADE_T2MT_v**, expresada en U$S/KWh.

ppT4: precio de transferencia de la potencia aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T4, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.6.2., expresado en U$S/KW-mes.

TUMA_T4: tiempo de utilización medio anual de los clientes rurales encuadrados en la tarifa T4, expresado en horas/año.

PERPMT: coeficiente de transferencia del precio de potencia en el nodo de entrada del distribuidor, al nivel de media tensión.

g_T4: coeficiente de asignación al cargo fijo del valor agregado de distribución para la tarifa T4 ($0 \leq g_T4 \leq 1$).

VADPT4_tot: valor agregado de distribución total asignado a los clientes encuadrados en la tarifa T4, siendo su valor igual a **VADPT2MT_tot**, expresado en U$S/KW-año.

FCI_T4: factor de coincidencia interno, definido como la relación entre la demanda máxima simultánea de los clientes encasillados en la tarifa T4 y la suma de las demandas máximas de estos clientes ($0 < FCI_T4 < 1$).

VADA_T4: coeficiente mediante el cual se asigna el costo general de administración a la tarifa T4.

VADCpT4: coeficiente mediante el cual se asignan los costos de comisiones de cobranzas por terceros y quebrantos por incobrabilidad de facturación a clientes encasillados en la tarifa T4.

II.5. TARIFA "T5": SERVICIO DE PEAJE.

II.5.1. T5BT - SUMINISTROS EN BAJA TENSION.

II.5.1.1. CARGO FIJO.

$$CFT5BT = VADCT5BT$$

donde:

CFT5BT: cargo fijo mensual que abonan los clientes encuadrados en la tarifa T5BT, expresado en U$S/cliente.

VADCT5BT: valor agregado comercial reconocido para la tarifa T5 en baja tensión, expresado en U$S/cliente-mes.

II.5.1.2. CARGO POR POTENCIA EN PICO.

$$CPPT5BT = (CFT + ppT5 * (PERPBT-1) + VADPT5BT_tot / 12 * FCI_T5 * * (1 + VADA_T5)) * b_T5BT$$

donde:

CPPT5BT: cargo por potencia en el período horario de pico a abonar por los clientes encuadrados en la tarifa T5BT, expresado en U$S/KW-mes.

CFT: precio de transferencia del cargo por transporte en alta tensión y distribución troncal, al cargo por potencia aplicable a clientes encasillados en la tarifa T5, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.5., expresado en U$S/KW-mes.

ppT5: precio de transferencia de la potencia aplicable a clientes encasillados en la tarifa T5, igual al definido para los clientes de la tarifa T3, en el Subanexo B Parte I, Punto I.7.2., expresado en U$S/KW-mes.

PERPBT: coeficiente de transferencia del precio de potencia en el nodo de entrada del distribuidor, al nivel de baja tensión.

VADPT5BT_tot: valor agregado de distribución total asignado a los clientes encuadrados en la tarifa T5BT, siendo su valor igual al del **VADPT3BT_tot**. , expresado en U$S/KW-año

FCI_T5: factor de coincidencia interno para la tarifa T5, cuyo valor se adopta igual al de **FCI_T3**.

VADA_T5: coeficiente mediante el cual se asigna el costo general de administración a los clientes encasillados en T5. Su valor es igual al del **VADA_T3**.

b_T5BT: coeficiente de asignación del cargo por potencia total a los cargos por potencia de pico para la tarifa T5BT. Su valor es igual al del **b_T3BT**.

II.5.1.3. CARGO POR POTENCIA FUERA DE PICO.

$$CPFPT5BT = (CFT + ppT5 * (PERPBT-1) + VADPT5BT_tot / 12 * FCI_T5 * * (1 + VADA_T5)) * (1 - b_T5BT)$$

donde:

CPFPT5BT: cargo por potencia en el período horario fuera de pico a abonar por los clientes encuadrados en la tarifa T5BT, expresado en U$S/KW-mes.

CFT: precio de transferencia del cargo por transporte en alta tensión y distribución troncal, al cargo por potencia aplicable a clientes encasillados en la tarifa T5, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.5., expresado en U$S/KW-mes.

ppT5: precio de transferencia de la potencia aplicable a clientes encasillados en la tarifa T5, igual al definido para los clientes de la tarifa T3, en el Subanexo B Parte I, Punto I.7.2., expresado en U$S/KW-mes.

PERPBT: coeficiente de transferencia del precio de potencia en el nodo de entrada del distribuidor, al nivel de baja tensión.

VADPT5BT_tot: valor agregado de distribución total asignado a los clientes encuadrados en la tarifa T5BT, siendo su valor igual al del **VADPT3BT_tot**., expresado en U$S/KW-año.

FCI_T5: factor de coincidencia interno para la tarifa T5, cuyo valor se adopta igual al de **FCI_T3**.

VADA_T5: coeficiente mediante el cual se asigna el costo general de administración a los clientes encasillados en T5. Su valor es igual al del **VADA_T3**.

b_T5BT: coeficiente de asignación del cargo por potencia total a los cargos por potencia de pico y fuera de pico para la tarifa T5BT. Su valor es igual al del **b_T3BT**.

II.5.1.4. CARGO VARIABLE EN PICO.

$$CVPT5BT = CVT + VADE_T5BT_p$$

donde:

CVPT5BT: cargo por energía transportada en el período horario de pico a abonar por los clientes encuadrados en la tarifa T5BT, expresado en U$S/KWh.

CVT: precio de transferencia del cargo por transporte en alta tensión y distribución troncal, al cargo por energía aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T5, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.5., expresado en U$S/KWh.
VADE_T5BT_p: valor unitario de las pérdidas de energía en horario de pico, correspondiente a la tarifa T5BT, expresada en U$S/KWh.

II.5.1.5. CARGO VARIABLE EN RESTO.

$$CVRT5BT = CVT + VADE_T5BT_r$$

donde:

CVRT5BT: cargo por energía transportada en el período horario de resto a abonar por los clientes encuadrados en la tarifa T5BT, expresado en U$S/KWh.

CVT: precio de transferencia del cargo por transporte en alta tensión y distribución troncal, al cargo por energía aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T5, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.5., expresado en U$S/KWh.

VADE_T5BT_r: valor unitario de las pérdidas de energía en horario de resto, correspondiente a la tarifa T5BT, expresada en U$S/KWh.

II.5.1.6. CARGO VARIABLE EN VALLE.

$$CVVT5BT = CVT + VADE_T5BT_v$$

donde:

CVVT5BT: cargo por energía transportada en el período horario de valle a abonar por los clientes encuadrados en la tarifa T5BT, expresado en U$S/KWh.

CVT: precio de transferencia del cargo por transporte en alta tensión y distribución troncal, al cargo por energía aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T5, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.5., expresado en U$S/KWh.

VADE_T5BT_v: valor unitario de las pérdidas de energía en horario de valle, correspondiente a la tarifa T5BT, expresada en U$S/KWh.

II.5.2. T5MT - SUMINISTROS EN MEDIA TENSION.

II.5.2.1. CARGO FIJO.

$$CFT5MT = VADCT5MT$$

donde:

CFT5MT: cargo fijo mensual que abonan los clientes encuadrados en la tarifa T5MT, expresado en U$S/cliente.
VADCT5MT: valor agregado comercial reconocido para la tarifa T5 en baja tensión, expresado en U$S/cliente-mes.

II.5.2.2. CARGO POR POTENCIA EN PICO.

$$CPPT5MT = (CFT + ppT5 * (PERPMT-1) + VADPT5MT_tot / 12 * FCI_T5 * * (1 + VADA_T5)) * b_T5MT$$

donde:

CPPT5MT: cargo por potencia en el período horario de pico a abonar por los clientes encuadrados en la tarifa T5MT, expresado en U$S/KW-mes.

CFT: precio de transferencia del cargo por transporte en alta tensión y distribución troncal, al cargo por potencia aplicable a clientes encasillados en la tarifa T5, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.5., expresado en U$S/KW-mes.

ppT5: precio de transferencia de la potencia aplicable a clientes encasillados en la tarifa T5, igual al definido para los clientes de la tarifa T3, en el Subanexo B Parte I, Punto I.7.2., expresado en U$S/KW-mes.

PERPMT: coeficiente de transferencia del precio de potencia en el nodo de entrada del distribuidor, al nivel de media tensión.

VADPT5MT_tot: valor agregado de distribución total asignado a los clientes encuadrados en la tarifa T5MT, siendo su valor igual al del **VADPT3MT_tot.**, expresado en U$S/KW-año

FCI_T5: factor de coincidencia interno para la tarifa T5, cuyo valor se adopta igual al de **FCI_T3.**

VADA_T5: coeficiente mediante el cual se asigna el costo general de administración a los clientes encasillados en T5. Su valor es igual al del **VADA_T3.**

b_T5MT: coeficiente de asignación del cargo por potencia total al cargo por potencia de pico para la tarifa T5MT. Su valor es igual al del **b_T3MT.**

II.5.2.3. CARGO POR POTENCIA FUERA DE PICO.

$$CPFPT5MT = (CFT + ppT5 * (PERPMT-1) + VADPT5MT_tot / 12 * FCI_T5 * * (1 + VADA_T5)) * (1 - b_T5MT)$$

donde:

CPFPT5MT: cargo por potencia en el período horario fuera de pico a abonar por los clientes encuadrados en la tarifa T5MT, expresado en U$S/KW-mes.
CFT: precio de transferencia del cargo por transporte en alta tensión y distribución troncal, al cargo por potencia aplicable a clientes encasillados en la tarifa T5, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.5., expresado en U$S/KW-mes.

ppT5: precio de transferencia de la potencia aplicable a clientes encasillados en la tarifa T5, igual al definido para los clientes de la tarifa T3, en el Subanexo B Parte I, Punto I.7.2., expresado en U$S/KW-mes.

PERPMT: coeficiente de transferencia del precio de potencia en el nodo de entrada del distribuidor, al nivel de media tensión.

VADPT5MT_tot: valor agregado de distribución total asignado a los clientes encuadrados en la tarifa T5MT, expresado en U$S/KW-año. Su valor es igual al del **VADPT3MT_tot**.

FCI_T5: factor de coincidencia interno para la tarifa T5, cuyo valor se adopta igual al de **FCI_T3**.

VADA_T5: coeficiente mediante el cual se asigna el costo general de administración a los clientes encasillados en T5. Su valor es igual al del **VADA_T3**.

b_T5MT: coeficiente de asignación del cargo por potencia total al cargo por potencia de pico para la tarifa T5MT. Su valor es igual al del **b_T3MT**.

II.5.2.4. CARGO VARIABLE EN PICO.

$$CVPT5MT = CVT + VADE_T5MT_p$$

donde:

CVPT5MT: cargo por energía transportada en el período horario de pico a abonar por los clientes encuadrados en la tarifa T5MT, expresado en U$S/KWh.

CVT: precio de transferencia del cargo por transporte en alta tensión y distribución troncal, al cargo por energía aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T5, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.5., expresado en U$S/KWh.

VADE_T5MT_p: valor unitario de las pérdidas de energía en horario de pico, correspondiente a la tarifa T5MT, expresada en U$S/KWh.

II.5.2.5. CARGO VARIABLE EN RESTO.

$$CVRT5MT = CVT + VADE_T5MT_r$$

donde:

CVRT5MT: cargo por energía transportada en el período horario de resto a abonar por los clientes encuadrados en la tarifa T5MT, expresado en U$S/KWh.

CVT: precio de transferencia del cargo por transporte en alta tensión y distribución troncal, al cargo por energía aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T5, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.5., expresado en U$S/KWh.

VADE_T5MT_r: valor unitario de las pérdidas de energía en horario de resto, correspondiente a la tarifa T5MT, expresada en U$S/KWh.

II.5.2.6. CARGO VARIABLE EN VALLE.

$$CVVT5MT = CVT + VADE_T5MT_v$$

donde:

CVVT5MT: cargo por energía transportada en el período horario de valle a abonar por los clientes encuadrados en la tarifa T5MT, expresado en U$S/KWh.

CVT: precio de transferencia del cargo por transporte en alta tensión y distribución troncal, al cargo por energía aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T5, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.5., expresado en U$S/KWh.

VADE_T5MT_v: valor unitario de las pérdidas de energía en horario de valle, correspondiente a la tarifa T5MT, expresada en U$S/KWh.

II.5.3. T5AT - SUMINISTROS EN ALTA TENSION.

II.5.3.1. CARGO POR POTENCIA EN PICO.

$$CFT5AT = VADCT5AT$$

donde:

CFT5AT: cargo fijo mensual que abonan los clientes encuadrados en la tarifa T5AT, expresado en U$S/cliente.

VADCT5AT: valor agregado comercial reconocido para la tarifa T5 en baja tensión, expresado en U$S/cliente-mes.

II.5.3.2. CARGO POR POTENCIA EN PICO.

CPPT5AT = (CFT +ppT5 * (PERPAT-1) + VADPT5AT_tot / 12 * FCI_T5 * * (1 + VADA_T5)) * b_T5AT

donde:

CPPT5AT: cargo por potencia en el período horario de pico a abonar por los clientes encuadrados en la tarifa T5AT, expresado en U$S/KW-mes.

CFT: precio de transferencia del cargo por transporte en alta tensión y distribución troncal, al cargo por potencia aplicable a clientes encasillados en la tarifa T5, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.5., expresado en U$S/KW-mes.

ppT5: precio de transferencia de la potencia aplicable a clientes encasillados en la tarifa T5, igual al definido para los clientes de la tarifa T3, en el Subanexo B Parte I, Punto I.7.2., expresado en U$S/KW-mes.

PERPAT: coeficiente de transferencia del precio de potencia en el nodo de entrada del distribuidor, al nivel de alta tensión.

VADPT5AT_tot: valor agregado de distribución total asignado a los clientes encuadrados en la tarifa T5AT, expresado en U$S/KW-año. Su valor es igual al del **VADPT3AT_tot**.

FCI_T5: factor de coincidencia interno para la tarifa T5, cuyo valor se adopta igual al de **FCI_T3**.

VADA_T5: coeficiente mediante el cual se asigna el costo general de administración a los clientes encasillados en T5. Su valor es igual al del **VADA_T3**.

b_T5AT: coeficiente de asignación del cargo por potencia total al cargo por potencia de pico para la tarifa T5AT. Su valor es igual al del **b_T3AT**.

II.5.3.3. CARGO POR POTENCIA FUERA DE PICO.

CPFPT5AT = (CFT +ppT5 * (PERPAT-1) + VADPT5AT_tot / 12 * FCI_T5 * * (1 + VADA_T5)) * (1 - b_T5AT)

donde:

CPPT5AT: cargo por potencia en el período horario fuera de pico a abonar por los clientes encuadrados en la tarifa T5AT, expresado en U$S/KW-mes.

CFT: precio de transferencia del cargo por transporte en alta tensión y distribución troncal, al cargo por potencia aplicable a clientes encasillados en la tarifa T5, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.5., expresado en U$S/KW-mes.

ppT5: precio de transferencia de la potencia aplicable a clientes encasillados en la tarifa T5, igual al definido para los clientes de la tarifa T3, en el Subanexo B Parte I, Punto I.7.2., expresado en U$S/KW-mes.
PERPAT: coeficiente de transferencia del precio de potencia en el nodo de entrada del distribuidor, al nivel de alta tensión.

VADPT5AT_tot: valor agregado de distribución total asignado a los clientes encuadrados en la tarifa T5AT, expresado en U$S/KW-año. Su valor es igual al del **VADPT3AT_tot**.

FCI_T5: factor de coincidencia interno para la tarifa T5, cuyo valor se adopta igual al de **FCI_T3**.

VADA_T5: coeficiente mediante el cual se asigna el costo general de administración a los clientes encasillados en T5. Su valor es igual al del **VADA_T3**.

b_T5AT: coeficiente de asignación del cargo por potencia total al cargo por potencia de pico para la tarifa T5AT. Su valor es igual al del **b_T3AT**.

II.5.3.4. CARGO VARIABLE EN PICO.

$$CVPT5AT = CVT + VADE_T5AT_p$$

donde:

CVPT5AT: cargo por energía transportada en el período horario de pico a abonar por los clientes encuadrados en la tarifa T5AT, expresado en U$S/KWh.

CVT: precio de transferencia del cargo por transporte en alta tensión y distribución troncal, al cargo por energía aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T5, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.5., expresado en U$S/KWh.

VADE_T5AT_p: valor unitario de las pérdidas de energía en horario de pico, correspondiente a la tarifa T5AT, expresada en U$S/KWh.

II.5.3.5. CARGO VARIABLE EN RESTO.

$$CVRT5AT = CVT + VADE_T5AT_r$$

donde:

CVRT5AT: cargo por energía transportada en el período horario de resto a abonar por los clientes encuadrados en la tarifa T5AT, expresado en U$S/KWh.

CVT: precio de transferencia del cargo por transporte en alta tensión y distribución troncal, al cargo por energía aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T5, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.5., expresado en U$S/KWh.

VADE_T5AT_r: valor unitario de las pérdidas de energía en en horario de resto, correspondiente a la tarifa T5AT, expresada en U$S/KWh.

II.5.3.6. CARGO VARIABLE EN VALLE.

$$CVVT5AT = CVT + VADE_T5AT_v$$

donde:

CVVT5AT: cargo por energía transportada en el período horario de valle a abonar por los clientes encuadrados en la tarifa T5AT, expresado en U$S/KWh.

CVT: precio de transferencia del cargo por transporte en alta tensión y distribución troncal, al cargo por energía aplicable a los clientes encasillados en la tarifa T5, definido en el Subanexo B Parte I, Punto I.5., expresado en U$S/KWh.

VADE_T5AT_v: valor unitario de las pérdidas de energía en horario de valle, correspondiente a la tarifa T5AT, expresada en U$S/KWh.

II.6. VALORES INICIALES DE LAS VARIABLES INCLUÍDAS EN LAS EXPRESIONES MATEMÁTICAS DE CÁLCULO DE LOS PARÁMETROS TARIFARIOS

1208

DISTRIBUIDORA ATLÁNTICA
TARIFA T1

VADCf_T1R =	28,2	U$S/cliente-año
VADCp_T1 =	0,03	adimensional
aR_pico =	0,35	adimensional
peT1p =	0,0375	U$S/KWh
VADE_T1_p =	0,00356	U$S/KWh
aR_resto =	0,5	adimensional
peT1r =	0,0371	U$S/KWh
VADE_T1_r =	0,00352	U$S/KWh
aR_valle =	0,15	adimensional
peT1v =	0,0371	U$S/KWh
VADE_T1_v =	0,00352	U$S/KWh
ppT1 =	5,616	U$S/KW-mes
TUMA_R1 =	2430	h-año
TUMA_R2 =	2630	h-año
TUMA_R3 =	2810	h-año
TUMA_R4 =	3015	h-año
PERPBT =	1,161	adimensional
VADPT1_totR =	132,88	U$S/KW-año
VADPT1_totG =	106,31	U$S/KW-año
VADPT1_totAP =	132,88	U$S/KW-año
FCI_T1R =	0,7	adimensional
VADA_T1 =	0,202	adimensional
VADCf_T1RE =	28,2	U$S/cliente-año
g_RE =	1	adimensional
TUMA_RE =	927,5	h/año
FCI_T1RE =	0,95	adimensional
ERE_PA =	649,25	KWh/año
VADCf_G =	28,2	U$S/cliente-año
g_GBC =	0,5	adimensional
TUMA_GBC =	2200	h/año
FCI_G =	0,7	adimensional
EGBC_PA =	2200	KWh/año
aG_pico =	0,15	adimensional
aG_resto =	0,7	adimensional
aG_valle =	0,15	adimensional
g_GAC =	1	adimensional
TUMA_GAC =	2700	h/año
g_GE =	1	adimensional

TUMA_GE =	820	h/año
EGE_PA =	820	KWh/año
VADCf_AP =	56,6	U$S/año
aAP_pico =	0,36	adimensional
aAP_valle =	0,64	adimensional
TUMA_AP =	4015	h/año
FCI_T1AP =	1	adimensional

TARIFA T2

VADCT2BT =	40,59	U$S/cliente
ppT2 =	5,616	U$S/KW-mes
PERPBT	1,1029	adimensional
VADPT2BT_tot =	75,77	U$S/KW-año
FCI_T2 =	0,7	adimensional
VADA_T2 =	0,202	adimensional
b_T2BT =	0,7	adimensional
peT2p =	0,0375	U$S/KWh
VADE_T2BT_p =	0,00159	U$S/KWh
aT2_resto =	0,7	adimensional
aT2_pico =	0,15	adimensional
aT2_valle =	0,15	adimensional
peT2r =	0,0371	U$S/KWh
VADE_T2BT_r =	0,00157	U$S/KWh
peT2v =	0,0371	U$S/KWh
VADE_T2BT_v =	0,00157	U$S/KWh
VADCT2MT =	61,5	U$S/cliente
PERPMT =	1,056	adimensional
VADPT2MT_tot =	44,69	U$S/KW-año
b_T2MT =	0,7	adimensional
VADE_T2MT_p =	0,00077	U$S/KWh
VADE_T2MT_r =	0,00076	U$S/KWh
VADE_T2MT_v =	0,00076	U$S/KWh

TARIFA T3

VADCT3BT =	40,59	U$S/cliente
ppT3 =	6,408	U$S/KW-mes
PERPBT =	1,1029	adimensional
VADPT3BT_tot =	90,92	U$S/KW-año
FCI_T3 =	0,7	adimensional
VADA_T3 =	0,202	adimensional
b_T3BT =	0,7	adimensional
peT3p =	0,0424	U$S/KWh
VADE_T3BT_p =	0,0018	U$S/KWh

peT3r =	0,0241	U$S/KWh
VADE_T3BT_r =	0,00102	U$S/KWh
peT3v =	0,0209	U$S/KWh
VADE_T3BT_v =	0,00089	U$S/KWh
VADCT3MT =	61,5	U$S/cliente
PERPMT =	1,056	adimensional
VADPT3MT_tot =	53,63	U$S/KW-año
b_T3MT =	0,7	adimensional
VADE_T3MT_p =	0,00087	U$S/KWh
VADE_T3MT_r =	0,0005	U$S/KWh
VADE_T3MT_v =	0,00043	U$S/KWh
VADCT3AT =	451	U$S/cliente
PERPAT =	1,0154	adimensional
VADPT3AT_tot =	15,12	U$S/KW-año
b_T3AT =	0,6	adimensional
VADE_T3AT_p =	0,00059	U$S/KWh
VADE_T3AT_r =	0,00034	U$S/KWh
VADE_T3AT_v =	0,00029	U$S/KWh

TARIFA T4

VADCf_T4 =	48,9	U$S/cliente-año
g_T4 =	0,6	adimensional
VADPT4_tot =	71,51	U$S/KW-año
TUMA_T4 =	1800	h/año
FCI_T4 =	0,7	adimensional
ET4_PA =	2700	KWh/año
VADA_T4 =	0,202	adimensional
VADCpT4 =	0,03	adimensional
aT4_pico =	0,15	adimensional
peT4p =	0,0375	U$S/KWh
VADE_T4_p =	0,00077	U$S/KWh
aT4_resto =	0,7	adimensional
peT4r =	0,0371	U$S/KWh
VADE_T4_r =	0,00076	U$S/KWh
aT4_valle =	0,15	adimensional
peT4v =	0,0371	U$S/KWh
VADE_T4_v =	0,00076	U$S/KWh
ppT4 =	5,616	U$S/KW-mes
PERPMT =	1,056	adimensional

TARIFA T5

VADCT5BT =	8,12	U$S/cliente-mes

CFT =	2,278	U$S/KW-mes
ppT5 =	6,408	U$S/KW-mes
PERPBT =	1,1029	adimensional
VADPT5BT_tot =	90,92	U$S/KW-año
FCI_T5 =	0,7	adimensional
VADA_T5 =	0,202	adimensional
b_T5BT =	0,7	adimensional
CVT =	0,00048	U$S/KWh
VADE_T5BT_p =	0,0018	U$S/KWh
VADE_T5BT_r =	0,00102	U$S/KWh
VADE_T5BT_v =	0,00089	U$S/KWh
VADCT5MT =	12,3	U$S/cliente-mes
PERPMT =	1,056	adimensional
VADPT5MT_tot =	53,63	adimensional
b_T5MT =	0,7	adimensional
VADE_T5MT_p =	0,00087	U$S/KWh
VADE_T5MT_r =	0,0005	U$S/KWh
VADE_T5MT_v =	0,00043	U$S/KWh
VADCT5AT =	45,1	U$S/cliente-mes
PERPAT =	1,0154	adimensional
VADPT5AT_tot =	15,12	adimensional
b_T5AT =	0,6	adimensional
VADE_T5AT_p =	0,00059	U$S/KWh
VADE_T5AT_r =	0,00034	U$S/KWh
VADE_T5AT_v =	0,00029	U$S/KWh

DISTRIBUIDORA NORTE
Tarifa T1

VADCf_T1R =	28,2	U$S/cliente-año
VADCp_T1 =	0,03	adimensional
aR_pico =	0,35	adimensional
peT1p =	0,03706	U$S/KWh
VADE_T1_p =	0,00342	U$S/KWh
aR_resto =	0,5	adimensional
peT1r =	0,03706	U$S/KWh
VADE_T1_r =	0,00342	U$S/KWh
aR_valle =	0,15	adimensional
peT1v =	0,03706	U$S/KWh
VADE_T1_v =	0,00342	U$S/KWh
ppT1 =	5,535	U$S/KW-mes
TUMA_R1 =	2430	h-año

TUMA_R2 =	2630	h-año
TUMA_R3 =	2810	h-año
TUMA_R4 =	3015	h-año
PERPBT =	1,1236	adimensional
VADPT1_totR =	173,26	U$S/KW-año
VADPT1_totG =	138,61	U$S/KW-año
VADPT1_totAP =	173,26	U$S/KW-año
FCI_T1R =	0,7	adimensional
VADA_T1 =	0,178	adimensional
VADCf_T1RE =	28,2	U$S/cliente-año
g_RE =	1	adimensional
TUMA_RE =	927,5	h/año
FCI_T1RE =	0,95	adimensional
ERE_PA =	649,25	KWh/año
VADCf_G =	28,2	U$S/cliente-año
g_GBC =	0,5	adimensional
TUMA_GBC =	2200	h/año
FCI_G =	0,7	adimensional
EGBC_PA =	2200	KWh/año
aG_pico =	0,15	adimensional
aG_resto =	0,7	adimensional
aG_valle =	0,15	adimensional
g_GAC =	1	adimensional
TUMA_GAC =	2700	h/año
g_GE =	1	adimensional
TUMA_GE =	820	h/año
EGE_PA =	820	KWh/año
VADCf_AP =	56,6	U$S/año
aAP_pico =	0,36	adimensional
aAP_valle =	0,64	adimensional
TUMA_AP =	4015	h/año
FCI_T1AP =	1	adimensional

TARIFA T2

VADCT2BT =	40,59	U$S/cliente
ppT2 =	5,535	U$S/KW-mes
PERPBT	1,0674	adimensional
VADPT2BT_tot =	82,3	U$S/KW-año
FCI_T2 =	0,7	adimensional
VADA_T2 =	0,178	adimensional
b_T2BT =	0,7	adimensional
peT2p =	0,03706	U$S/KWh
VADE_T2BT_p =	0,00153	U$S/KWh

aT2_resto =	0,7	adimensional
aT2_pico =	0,15	adimensional
aT2_valle =	0,15	adimensional
peT2r =	0,03706	U$S/KWh
VADE_T2BT_r =	0,00153	U$S/KWh
peT2v =	0,03706	U$S/KWh
VADE_T2BT_v =	0,00153	U$S/KWh
VADCT2MT =	61,5	U$S/cliente
PERPMT =	1,022	adimensional
VADPT2MT_tot =	46,67	U$S/KW-año
b_T2MT =	0,7	adimensional
VADE_T2MT_p =	0,00074	U$S/KWh
VADE_T2MT_r =	0,00074	U$S/KWh
VADE_T2MT_v =	0,00074	U$S/KWh

TARIFA T3

VADCT3BT =	40,59	U$S/cliente
ppT3 =	6,328	U$S/KW-mes
PERPBT =	1,0674	adimensional
VADPT3BT_tot =	98,76	U$S/KW-año
FCI_T3 =	0,7	adimensional
VADA_T3 =	0,178	adimensional
b_T3BT =	0,7	adimensional
peT3p =	0,037	U$S/KWh
VADE_T3BT_p =	0,00152	U$S/KWh
peT3r =	0,0226	U$S/KWh
VADE_T3BT_r =	0,00093	U$S/KWh
peT3v =	0,0199	U$S/KWh
VADE_T3BT_v =	0,00082	U$S/KWh
VADCT3MT =	61,5	U$S/cliente
PERPMT =	1,022	adimensional
VADPT3MT_tot =	56,01	U$S/KW-año
b_T3MT =	0,7	adimensional
VADE_T3MT_p =	0,00074	U$S/KWh
VADE_T3MT_r =	0,00045	U$S/KWh
VADE_T3MT_v =	0,0004	U$S/KWh
VADCT3AT =	451	U$S/cliente
PERPAT =	1	adimensional
VADPT3AT_tot =	0	U$S/KW-año
b_T3AT =	0,6	adimensional
VADE_T3AT_p =	0	U$S/KWh
VADE_T3AT_r =	0	U$S/KWh
VADE_T3AT_v =	0	U$S/KWh

TARIFA T4

VADCf_T4 =	48,9	U$S/cliente-año
g_T4 =	0,6	adimensional
VADPT4_tot =	74,68	U$S/KW-año
TUMA_T4 =	1800	h/año
FCI_T4 =	0,7	adimensional
ET4_PA =	2700	KWh/año
VADA_T4 =	0,178	adimensional
VADCpT4 =	0,03	adimensional
aT4_pico =	0,15	adimensional
peT4p =	0,03706	U$S/KWh
VADE_T4_p =	0,00074	U$S/KWh
aT4_resto =	0,7	adimensional
peT4r =	0,03706	U$S/KWh
VADE_T4_r =	0,00074	U$S/KWh
aT4_valle =	0,15	adimensional
peT4v =	0,03706	U$S/KWh
VADE_T4_v =	0,00074	U$S/KWh
ppT4 =	5,535	U$S/KW-mes
PERPMT =	1,022	adimensional

TARIFA T5

VADCT5BT =	8,12	U$S/cliente-mes
CFT =	2,197	U$S/KW-mes
ppT5 =	6,328	U$S/KW-mes
PERPBT =	1,0674	adimensional
VADPT5BT_tot =	98,76	U$S/KW-año
FCI_T5 =	0,7	adimensional
VADA_T5 =	0,178	adimensional
b_T5BT =	0,7	adimensional
CVT =	0,00045	U$S/KWh
VADE_T5BT_p =	0,00152	U$S/KWh
VADE_T5BT_r =	0,00093	U$S/KWh
VADE_T5BT_v =	0,00082	U$S/KWh
VADCT5MT =	12,3	U$S/cliente-mes
PERPMT =	1,022	adimensional
VADPT5MT_tot =	56,01	adimensional
b_T5MT =	0,7	adimensional

VADE_T5MT_p =	0,00074	U$S/KWh
VADE_T5MT_r =	0,00045	U$S/KWh
VADE_T5MT_v =	0,0004	U$S/KWh
VADCT5AT =	45,1	U$S/cliente-mes
PERPAT =	1	adimensional
VADPT5AT_tot =	0	adimensional
b_T5AT =	0,6	adimensional
VADE_T5AT_p =	0	U$S/KWh
VADE_T5AT_r =	0	U$S/KWh
VADE_T5AT_v =	0	U$S/KWh

DISTRIBUIDORA SUR
TARIFA T1

VADCf_T1R =	28,2	U$S/cliente-año
VADCp_T1 =	0,03	adimensional
aR_pico =	0,35	adimensional
peT1p =	0,0366	U$S/KWh
VADE_T1_p =	0,00338	U$S/KWh
aR_resto =	0,5	adimensional
peT1r =	0,0368	U$S/KWh
VADE_T1_r =	0,00339	U$S/KWh
aR_valle =	0,15	adimensional
peT1v =	0,0357	U$S/KWh
VADE_T1_v =	0,00329	U$S/KWh
ppT1 =	6,571	U$S/KW-mes
TUMA_R1 =	2430	h-año
TUMA_R2 =	2630	h-año
TUMA_R3 =	2810	h-año
TUMA_R4 =	3015	h-año
PERPBT =	1,1236	adimensional
VADPT1_totR =	148,32	U$S/KW-año
VADPT1_totG =	118,66	U$S/KW-año
VADPT1_totAP =	148,32	U$S/KW-año
FCI_T1R =	0,7	adimensional
VADA_T1 =	0,26	adimensional
VADCf_T1RE =	28,2	U$S/cliente-año
g_RE =	1	adimensional
TUMA_RE =	927,5	h/año
FCI_T1RE =	0,95	adimensional
ERE_PA =	649,25	KWh/año
VADCf_G =	28,2	U$S/cliente-año
g_GBC =	0,5	adimensional

TUMA_GBC =	2200	h/año
FCI_G =	0,7	adimensional
EGBC_PA =	2200	KWh/año
aG_pico =	0,15	adimensional
aG_resto =	0,7	adimensional
aG_valle =	0,15	adimensional
g_GAC =	1	adimensional
TUMA_GAC =	2700	h/año
g_GE =	1	adimensional
TUMA_GE =	820	h/año
EGE_PA =	820	KWh/año
VADCf_AP =	56,6	U$S/año
aAP_pico =	0,36	adimensional
aAP_valle =	0.64	adimensional
TUMA_AP =	4015	h/año
FCI_T1AP =	1	adimensional

TARIFA T2

VADCT2BT =	40,59	U$S/cliente
ppT2 =	6,571	U$S/KW-mes
PERPBT	1,0674	adimensional
VADPT2BT_tot =	70,45	U$S/KW-año
FCI_T2 =	0,7	adimensional
VADA_T2 =	0,26	adimensional
b_T2BT =	0,7	adimensional
peT2p =	0,0366	U$S/KWh
VADE_T2BT_p =	0,00151	U$S/KWh
aT2_resto =	0,7	adimensional
aT2_pico =	0,15	adimensional
aT2_valle =	0,15	adimensional
peT2r =	0,0368	U$S/KWh
VADE_T2BT_r =	0,00152	U$S/KWh
peT2v =	0,0357	U$S/KWh
VADE_T2BT_v =	0,00147	U$S/KWh
VADCT2MT =	61,5	U$S/cliente
PERPMT =	1,022	adimensional
VADPT2MT_tot =	32,65	U$S/KW-año
b_T2MT =	0,7	adimensional
VADE_T2MT_p =	0,00073	U$S/KWh
VADE_T2MT_r =	0,00074	U$S/KWh
VADE_T2MT_v =	0,00071	U$S/KWh

TARIFA T3

VADCT3BT =	40,59	U$S/cliente
ppT3 =	7,364	U$S/KW-mes
PERPBT =	1,0674	adimensional
VADPT3BT_tot =	84,54	U$S/KW-año
FCI_T3 =	0,7	adimensional
VADA_T3 =	0,26	adimensional
b_T3BT =	0,7	adimensional
peT3p =	0,0347	U$S/KWh
VADE_T3BT_p =	0,00143	U$S/KWh
peT3r =	0,0216	U$S/KWh
VADE_T3BT_r =	0,00089	U$S/KWh
peT3v =	0,0192	U$S/KWh
VADE_T3BT_v =	0,00079	U$S/KWh
VADCT3MT =	61,5	U$S/cliente
PERPMT =	1,022	adimensional
VADPT3MT_tot =	39,18	U$S/KW-año
b_T3MT =	0,7	adimensional
VADE_T3MT_p =	0,00069	U$S/KWh
VADE_T3MT_r =	0,00043	U$S/KWh
VADE_T3MT_v =	0,00038	U$S/KWh
VADCT3AT =	451	U$S/cliente
PERPAT =	1	adimensional
VADPT3AT_tot =	0	U$S/KW-año
b_T3AT =	0,6	adimensional
VADE_T3AT_p =	0	U$S/KWh
VADE_T3AT_r =	0	U$S/KWh
VADE_T3AT_v =	0	U$S/KWh

TARIFA T4

VADCf_T4 =	48,9	U$S/cliente-año
g_T4 =	0,6	adimensional
VADPT4_tot =	52,24	U$S/KW-año
TUMA_T4 =	1800	h/año
FCI_T4 =	0,7	adimensional
ET4_PA =	2700	KWh/año
VADA_T4 =	0,26	adimensional
VADCpT4 =	0,03	adimensional
aT4_pico =	0,15	adimensional
peT4p =	0,0366	U$S/KWh
VADE_T4_p =	0,00073	U$S/KWh
aT4_resto =	0,7	adimensional

peT4r =	0,0368	U$S/KWh
VADE_T4_r =	0,00074	U$S/KWh
aT4_valle =	0,15	adimensional
peT4v =	0,0357	U$S/KWh
VADE_T4_v =	0,00071	U$S/KWh
ppT4 =	6,571	U$S/KW-mes
PERPMT =	1,022	adimensional

TARIFA T5

VADCT5BT =	8,12	U$S/cliente-mes
CFT =	3,233	U$S/KW-mes
ppT5 =	7,364	U$S/KW-mes
PERPBT =	1,0674	adimensional
VADPT5BT_tot =	84,54	U$S/KW-año
FCI_T5 =	0,7	adimensional
VADA_T5 =	0,26	adimensional
b_T5BT =	0,7	adimensional
CVT =	0,00046	U$S/KWh
VADE_T5BT_p =	0,00143	U$S/KWh
VADE_T5BT_r =	0,00089	U$S/KWh
VADE_T5BT_v =	0,00079	U$S/KWh
VADCT5MT =	12,3	U$S/cliente-mes
PERPMT =	1,022	adimensional
VADPT5MT_tot =	39,18	adimensional
b_T5MT =	0,7	adimensional
VADE_T5MT_p =	0,00069	U$S/KWh
VADE_T5MT_r =	0,00043	U$S/KWh
VADE_T5MT_v =	0,00038	U$S/KWh
VADCT5AT =	45,1	U$S/cliente-mes
PERPAT =	1	adimensional
VADPT5AT_tot =	0	adimensional
b_T5AT =	0,6	adimensional
VADE_T5AT_p =	0	U$S/KWh
VADE_T5AT_r =	0	U$S/KWh
VADE_T5AT_v =	0	U$S/KWh

1208

SUBANEXO C

CUADRO TARIFARIO INICIAL
PARA CADA EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN

Introducción

Las Tarifas Objetivo surgen de los Cuadros Tarifarios elaborados para cada una de las Empresas de Distribución, siguiendo los lineamientos de la Ley 11.769 en la materia, en base a los costos económicos de la actividad de distribución, y a la participación de cada grupo de clientes en el uso de las instalaciones que conforman la red del distribuidor.

En vista de las diferencias entre la situación que resulta de comparar las tarifas del Cuadro Tarifario aprobado por Resolución del Ministerio de Obras y Servicios Públicos de la Provincia de Buenos Aires número 264/93 y las tarifas objetivo, particularmente en lo que hace a las Pequeñas Demandas es necesario establecer una transición gradual en el tiempo.

La misma se llevará a cabo afectando los Cuadros Tarifarios Objetivo que a continuación se presentan (hojas 15 a 26), con los coeficientes indicados en el **Subanexo B Parte III "Coeficientes de Transición de los Cuadros Tarifarios"**, para los sucesivos períodos allí indicados.

De esa manera, para el período comprendido entre la fecha de Toma de Posesión y el 31 de enero de 1.998, los cuadros a aplicar serán los contenidos en las hojas 3 a 14 adjuntas, con las adecuaciones que por variaciones de los precios del Mercado Eléctrico Mayorista, correspondan trasladar a tarifa en función del procedimiento definido en el **Subanexo B "Procedimiento para la Determinación del Cuadro Tarifario"**y **Subanexo B Parte I "Mecanismo de Pass Through"** respectivamente.

Para los cuatro años inmediatos siguientes (del primero de febrero del 1.998 al treinta y uno de enero del 2.002), los cuadros tarifarios a aplicar a los clientes se obtienen incorporando a los Cuadros Tarifarios Objetivo las adecuaciones que por variaciones de los precios del Mercado Eléctrico Mayorista y Reajuste por Variaciones de Precios e Incentivo a la Eficiencia,

correspondan trasladar a tarifa en función del procedimiento definido en el **Subanexo B "Procedimiento para la Determinación del Cuadro Tarifario"**y **Subanexo B Parte I "Mecanismo de Pass Through"** respectivamente, y afectando al resultado de los coeficientes de transición del **Subanexo B Parte III,** del año que corresponda.

Finalmente, para el quinquenio inmediato siguiente (primero de febrero del 2.002 al 31 de enero del 2.007), los Cuadros Tarifarios a aplicar serán los que se obtengan de afectar los Cuadros Tarifarios Objetivo contenidos en las hojas 15 a 26, por las variaciones de los precios del Mercado Eléctrico Mayorista y Reajuste por Variaciones de Precio e Incentivo a la Eficiencia, que correspondan trasladar a tarifa en función del procedimiento definido en el **Subanexo B "Procedimiento para la Determinación del Cuadro Tarifario"** y **Subanexo B Parte I "Mecanismo de Pass Through"** respectivamente.

Cuadros Tarifarios Iniciales

A continuación se adjuntan los cuadros iniciales para cada distribuidor.

Cuadros Tarifarios Objetivo

Asimismo se anexan los cuadros objetivo para cada distribuidor.

CUADRO TARIFARIO INICIAL DE LA DISTRIBUIDORA ATLANTICA

T1 - PEQUEÑAS DEMANDAS (menos de 10 KW de demanda)

T1R - RESIDENCIAL		
CARGO FIJO		1,21 U$S/mes
CARGO VARIABLE 1	(consumo en KWH-Mes ≤ 100)	0,147 U$S/KWh
CARGO VARIABLE 2	(100 < consumo en KWH-Mes ≤ 200)	0,157 U$S/KWh
CARGO VARIABLE 3	(200 < consumo en KWH-Mes ≤ 400)	0,190 U$S/KWh
CARGO VARIABLE 4	(consumo en KWH-Mes > 400)	0,214 U$S/KWh
T1RE - RESIDENCIAL ESTACIONAL		
CARGO FIJO		11,54 U$S/mes
CARGO VARIABLE		0,073 U$S/KWh
T1G - SERVICIO GENERAL BAJOS CONSUMOS		
CARGO FIJO		6,22 U$S/mes
CARGO VARIABLE	(consumo en KWH-Mes ≤ 1000)	0,177 U$S/KWh
T1G - SERVICIO GENERAL ALTOS CONSUMOS		
CARGO FIJO		6,22 U$S/mes
CARGO VARIABLE	(consumo en KWH-Mes > 1000)	0,177 U$S/KWh
T1GE - SERVICIO GENERAL ESTACIONAL		
CARGO FIJO		10,10 U$S/mes
CARGO VARIABLE		0,079 U$S/KWh
T1AP - ALUMBRADO PÚBLICO		
CARGO FIJO		0,00 U$S/factura
CARGO VARIABLE		0,150 U$S/KWh

T2 - MEDIANAS DEMANDAS (de 10 KW a menos de 50 KW de demanda)

T2BT -SUMINISTROS EN BAJA TENSIÓN	
CARGO FIJO	40,59 U$S/mes
CARGO POR POTENCIA EN PICO	8,05 U$S/KW-mes
CARGO POR POTENCIA FUERA PICO	3,45 U$S/KW-mes
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO	0,039 U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA FUERA DE PICO	0,039 U$S/KWh
T2MT - SUMINISTROS EN MEDIA TENSIÓN	
CARGO FIJO	61,50 U$S/mes
CARGO POR POTENCIA EN PICO	6,34 U$S/KW mes
CARGO POR POTENCIA FUERA PICO	2,72 U$S/KW mes
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO	0,038 U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA FUERA DE PICO	0,038 U$S/KWh

T3 - GRANDES DEMANDAS (50 KW ó más de demanda)

T3BT - SUMINISTROS EN BAJA TENSIÓN

CARGO FIJO	40,59 U$S/mes
CARGO POR POTENCIA EN PICO	9,41 U$S/KW mes
CARGO POR POTENCIA FUERA PICO	4,03 U$S/KW mes
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO	0,044 U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN RESTO	0,025 U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN VALLE	0,022 U$S/KWh

T3MT - SUMINISTROS EN MEDIA TENSIÓN

CARGO FIJO	61,5 U$S/mes
CARGO POR POTENCIA EN PICO	7,37 U$S/KW mes
CARGO POR POTENCIA FUERA PICO	3,16 U$S/KW mes
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO	0,043 U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN RESTO	0,025 U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN VALLE	0,021 U$S/KWh

T3AT - SUMINISTROS EN ALTA TENSIÓN

CARGO FIJO	451 U$S/mes
CARGO POR POTENCIA EN PICO	4,54 U$S/KW mes
CARGO POR POTENCIA FUERA PICO	3,03 U$S-KW mes
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO	0,043 U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN RESTO	0,024 U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN VALLE	0,021 U$S/KWh

T4 - PEQUEÑAS DEMANDAS RURALES (menos de 10 KW de potencia)

CARGO FIJO	8,85 U$S/mes
CARGO VARIABLE	0,094 U$S/KWh

TABLA DE PERDIDAS DE TRANSFORMACION CLIENTES RURALES

5 KVA monofásico	27 KWh/mes
10 KVA monofásico	43 KWh/mes
15 KVA monofásico	52 KWh/mes
16 KVA monofásico	57 KWh/mes
10 KVA trifásico	70 KWh/mes
15 KVA trifásico	86 KWh/mes
16 KVA trifásico	91 KWh/mes
20 KVA trifásico	108 KWh/mes
25 KVA trifásico	124 KWh/mes
30 KVA trifásico	136 KWh/mes
40 KVA trifásico	166 KWh/mes
50 KVA trifásico	186 KWh/mes
63 KVA trifásico	216 KWh/mes
100 KVA trifásico	251 KWh/mes

T5 - SERVICIO DE PEAJE

T5BT - SUMINISTROS EN BAJA TENSIÓN

CARGO FIJO	8,12 U$S/mes
CARGO POR POTENCIA EN PICO	6,52 U$S/KW-mes
CARGO POR POTENCIA FUERA PICO	2,79 U$S/KW-mes

CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO	0,0023 U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN RESTO	0,0015 U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN VALLE	0,0014 U$S/KWh

T5MT - SUMINISTROS EN MEDIA TENSIÓN

CARGO FIJO	12,30 U$S/mes
CARGO POR POTENCIA EN PICO	4,48 U$S/KW-mes
CARGO POR POTENCIA FUERA PICO	1,92 U$S/KW mes
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO	0,0014 U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN RESTO	0,0010 U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN VALLE	0,0009 U$S/KWh

T5AT - SUMINISTROS EN ALTA TENSIÓN

CARGO FIJO	45,1 U$S/mes
CARGO POR POTENCIA EN PICO	2,06 U$S/KW-mes
CARGO POR POTENCIA FUERA PICO	1,37 U$S/KW-mes
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO	0,0011 U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN RESTO	0,0008 U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN VALLE	0,0008 U$S/KWh

RECARGOS POR BAJO COSENO DE FI

SUMINISTROS EN BAJA TENSIÓN	0,025 U$S/kvarh
SUMINISTROS EN MEDIA TENSIÓN	0,025 U$S/kvarh
SUMINISTROS EN ALTA TENSIÓN	0,025 U$S/kvarh

SERVICIO DE REHABILITACION

PARA SERVICIO INTERRUMPIDO POR FALTA DE PAGO

TARIFA T1R	5,87 U$S
TARIFA T1RE	8,80 U$S
TARIFA T1G BC y AC	34,66 U$S
TARIFA T1GE	34,66 U$S
TATIFA 1AP	34,66 U$S
TARIFAS 2	85,20 U$S
TARIFAS 3	106,49 U$S
TARIFA 4	34,66 U$S

CARGO POR SERVICIO DE CONEXION

CONEXIONES AEREAS

MONOFASICAS

TARIFA T1R	40,90 U$S
TARIFA T1RE	58,00 U$S
TARIFA T1G BC	65,60 U$S
TARIFA T1G AC	65,60 U$S
TARIFA T1GE	93,00 U$S
TATIFA 1AP	65,60 U$S
TARIFAS 2	0,00 U$S
TARIFAS 3	0,00 U$S
TARIFA 4	72,50 U$S

TRIFASICAS

TARIFA T1R	124,50 U$S
TARIFA T1RE	157,00 U$S
TARIFA T1G BC	199,70 U$S
TARIFA T1G AC	199,70 U$S
TARIFA T1GE	251,80 U$S
TATIFA 1AP	199,70 U$S
TARIFAS 2	300,00 U$S
TARIFAS 3	450,00 U$S
TARIFA 4	196,20 U$S

CONEXIONES SUBTERRANEAS

MONOFASICAS

TARIFA T1R	124,50 U$S
TARIFA T1RE	157,00 U$S
TARIFA T1G BC	199,70 U$S
TARIFA T1G AC	199,70 U$S
TARIFA T1GE	251,80 U$S
TATIFA 1AP	199,70 U$S
TARIFAS 2	0,00 U$S
TARIFAS 3	0,00 U$S
TARIFA 4	196,20 U$S

TRIFASICAS

TARIFA T1R	165,00 U$S
TARIFA T1RE	190,00 U$S
TARIFA T1G BC	264,60 U$S
TARIFA T1G AC	264,60 U$S
TARIFA T1GE	304,70 U$S
TATIFA 1AP	264,60 U$S
TARIFAS 2	425,00 U$S
TARIFAS 3	640,00 U$S
TARIFA 4	237,50 U$S

CUADRO TARIFARIO INICIAL DE LA DISTRIBUIDORA SUR

T1 - PEQUEÑAS DEMANDAS (menos de 10 KW de demanda)

T1R - RESIDENCIAL

CARGO FIJO	1,21 U$S/mes
CARGO VARIABLE 1 (consumo en KWH-Mes ≤ 100)	0,141 U$S/mes
CARGO VARIABLE 2 (100 < consumo en KWH-Mes ≤ 200)	0,152 U$S/KWh
CARGO VARIABLE 3 (200 < consumo en KWH-Mes ≤ 400)	0,188 U$S/KWh
CARGO VARIABLE 4 (consumo en KWH-Mes > 400)	0,215 U$S/KWh

T1RE - RESIDENCIAL ESTACIONAL

CARGO FIJO	13,09 U$S/mes
CARGO VARIABLE	0,076 U$S/KWh

T1G - SERVICIO GENERAL BAJOS CONSUMOS

CARGO FIJO	6,22 U$S/mes
CARGO VARIABLE (consumo en KWH-Mes ≤ 1000)	0,177 U$S/KWh

T1G - SERVICIO GENERAL ALTOS CONSUMOS

CARGO FIJO	6,22 U$S/mes
CARGO VARIABLE (consumo en KWH-Mes > 1000)	0,177 U$S/KWh

T1GE - SERVICIO GENERAL ESTACIONAL

CARGO FIJO	11,40 U$S/mes
CARGO VARIABLE	0,083 U$S/KWh

T1AP - ALUMBRADO PÚBLICO

CARGO FIJO	0,00 U$S/factura
CARGO VARIABLE	0,150 U$S/KWh

T2 - MEDIANAS DEMANDAS (de 10 KW a menos de 50 KW de demanda)

T2BT -SUMINISTROS EN BAJA TENSIÓN

CARGO FIJO	40,59 U$S/mes
CARGO POR POTENCIA EN PICO	8,53 U$S/KW-mes
CARGO POR POTENCIA FUERA PICO	3,66 U$S-KW mes
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO	0,038 U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA FUERA DE PICO	0,039 U$S/KWh

T2MT - SUMINISTROS EN MEDIA TENSIÓN

CARGO FIJO	61,50 U$S/mes
CARGO POR POTENCIA EN PICO	6,38 U$S/KW-mes
CARGO POR POTENCIA FUERA PICO	2,73 U$S/KW-mes
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO	0,037 U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA FUERA DE PICO	0,037 U$S/KWh

T3 - GRANDES DEMANDAS (50 KW ó más de demanda)

T3BT - SUMINISTROS EN BAJA TENSIÓN

CARGO FIJO	40,59 U$S/mes
CARGO POR POTENCIA EN PICO	9,85 U$S/KW-mes
CARGO POR POTENCIA FUERA PICO	4,22 U$S/KW-mes
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO	0,036 U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN RESTO	0,023 U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN VALLE	0,020 U$S/KWh

T3MT - SUMINISTROS EN MEDIA TENSIÓN

CARGO FIJO	61,5 U$S/mes
CARGO POR POTENCIA EN PICO	7,28 U$S/KW-mes
CARGO POR POTENCIA FUERA PICO	3,12 U$S/KW-mes
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO	0,035 U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN RESTO	0,022 U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN VALLE	0,020 U$S/KWh

T3AT - SUMINISTROS EN ALTA TENSIÓN

CARGO FIJO	451 U$S/mes
CARGO POR POTENCIA EN PICO	4,42 U$S/KW-mes
CARGO POR POTENCIA FUERA PICO	2,95 U$S/KW-mes
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO	0,035 U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN RESTO	0,022 U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN VALLE	0,019 U$S/KWh

T4 - PEQUEÑAS DEMANDAS RURALES (menos de 10 KW de potencia)

CARGO FIJO	7,76 U$S/mes
CARGO VARIABLE	0,095 U$S/KWh

TABLA DE PERDIDAS DE TRANSFORMACION CLIENTES RURALES

5 KVA monofásico	27 KWh/mes
10 KVA monofásico	43 KWh/mes
15 KVA monofásico	52 KWh/mes
16 KVA monofásico	57 KWh/mes
10 KVA trifásico	70 KWh/mes
15 KVA trifásico	86 KWh/mes
16 KVA trifásico	91 KWh/mes
20 KVA trifásico	108 KWh/mes
25 KVA trifásico	124 KWh/mes
30 KVA trifásico	136 KWh/mes
40 KVA trifásico	166 KWh/mes
50 KVA trifásico	186 KWh/mes
63 KVA trifásico	216 KWh/mes
100 KVA trifásico	251 KWh/mes

T5 - SERVICIO DE PEAJE

T5BT - SUMINISTROS EN BAJA TENSIÓN

CARGO FIJO	8,12 U$S/mes
CARGO POR POTENCIA EN PICO	6,96 U$S/KW-mes

CARGO POR POTENCIA FUERA PICO	2,98 U$S/KW-mes
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO	0,0019 U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN RESTO	0,0014 U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN VALLE	0,0012 U$S/KWh

1208

T5MT - SUMINISTROS EN MEDIA TENSIÓN

CARGO FIJO	12,30 U$S/mes
CARGO POR POTENCIA EN PICO	4,39 U$S/KW-mes
CARGO POR POTENCIA FUERA PICO	1,88 U$S/KW-mes
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO	0,0012 U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN RESTO	0,0009 U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN VALLE	0,0008 U$S/KWh

T5AT - SUMINISTROS EN ALTA TENSIÓN

CARGO FIJO	45,10 U$S/mes
CARGO POR POTENCIA EN PICO	1,94 U$S/KW-mes
CARGO POR POTENCIA FUERA PICO	1,29 U$S/KW-mes
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO	0,0005 U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN RESTO	0,0005 U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN VALLE	0,0005 U$S/KWh

RECARGOS POR BAJO COSENO DE FI

SUMINISTROS EN BAJA TENSIÓN	0,025 U$S/kvarh
SUMINISTROS EN MEDIA TENSIÓN	0,025 U$S/kvarh
SUMINISTROS EN ALTA TENSIÓN	0,025 U$S/kvarh

SERVICIO DE REHABILITACION

PARA SERVICIO INTERRUMPIDO POR FALTA DE PAGO

TARIFA T1R	5,87 U$S
TARIFA T1RE	8,80 U$S
TARIFA T1G BC y AC	34,66 U$S
TARIFA T1GE	34,66 U$S
TATIFA 1AP	34,66 U$S
TARIFAS 2	85,20 U$S
TARIFAS 3	106,49 U$S
TARIFA 4	34,66 U$S

CARGO POR SERVICIO DE CONEXION

CONEXIONES AEREAS

MONOFASICAS

TARIFA T1R	40,90 U$S
TARIFA T1RE	58,00 U$S
TARIFA T1G BC	65,60 U$S
TARIFA T1G AC	65,60 U$S
TARIFA T1GE	93,00 U$S
TATIFA 1AP	65,60 U$S
TARIFAS 2	0,00 U$S

TARIFAS 3	0,00 U$S
TARIFA 4	72,50 U$S

TRIFASICAS

TARIFA T1R	124,50 U$S
TARIFA T1RE	157,00 U$S
TARIFA T1G BC	199,70 U$S
TARIFA T1G AC	199,70 U$S
TARIFA T1GE	251,80 U$S
TATIFA 1AP	199,70 U$S
TARIFAS 2	300,00 U$S
TARIFAS 3	450,00 U$S
TARIFA 4	196,20 U$S

CONEXIONES SUBTERRANEAS

MONOFASICAS

TARIFA T1R	124,50 U$S
TARIFA T1RE	157,00 U$S
TARIFA T1G BC	199,70 U$S
TARIFA T1G AC	199,70 U$S
TARIFA T1GE	251,80 U$S
TATIFA 1AP	199,70 U$S
TARIFAS 2	0,00 U$S
TARIFAS 3	0,00 U$S
TARIFA 4	196,20 U$S

TRIFASICAS

TARIFA T1R	165,00 U$S
TARIFA T1RE	190,00 U$S
TARIFA T1G BC	264,60 U$S
TARIFA T1G AC	264,60 U$S
TARIFA T1GE	304,70 U$S
TATIFA 1AP	264,60 U$S
TARIFAS 2	425,00 U$S
TARIFAS 3	640,00 U$S
TARIFA 4	237,50 U$S

CUADRO TARIFARIO INICIAL DE LA DISTRIBUIDORA NORTE

T1 - PEQUEÑAS DEMANDAS (menos de 10 KW de demanda)

T1R - RESIDENCIAL

CARGO FIJO	1,21 U$S/mes
CARGO VARIABLE 1 (consumo en KWH-Mes ≤ 100)	0,141 U$S/mes
CARGO VARIABLE 2 (100 < consumo en KWH-Mes ≤ 200)	0,155 U$S/KWh
CARGO VARIABLE 3 (200 < consumo en KWH-Mes ≤ 400)	0,191 U$S/KWh
CARGO VARIABLE 4 (consumo en KWH-Mes > 400)	0,215 U$S/KWh

T1RE - RESIDENCIAL ESTACIONAL

CARGO FIJO	14,07 U$S/mes
CARGO VARIABLE	0,071 U$S/KWh

T1G - SERVICIO GENERAL BAJOS CONSUMOS

CARGO FIJO	6,22 U$S/mes
CARGO VARIABLE (consumo en KWH-Mes ≤ 1000)	0,177 U$S/KWh

T1G - SERVICIO GENERAL ALTOS CONSUMOS

CARGO FIJO	6,22 U$S/mes
CARGO VARIABLE (consumo en KWH-Mes > 1000)	0,177 U$S/KWh

T1GE - SERVICIO GENERAL ESTACIONAL

CARGO FIJO	12,23 U$S/mes
CARGO VARIABLE	0,077 U$S/KWh

T1AP - ALUMBRADO PÚBLICO

CARGO FIJO	0,00 U$S/factura
CARGO VARIABLE	0,150 U$S/KWh

T2 - MEDIANAS DEMANDAS (de 10 KW a menos de 50 KW de demanda)

T2BT -SUMINISTROS EN BAJA TENSIÓN

CARGO FIJO	40,59 U$S/mes
CARGO POR POTENCIA EN PICO	8,09 U$S/KW-mes
CARGO POR POTENCIA FUERA PICO	3,47 U$S/KW-mes
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO	0,039 U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA FUERA DE PICO	0,039 U$S/KWh

T2MT - SUMINISTROS EN MEDIA TENSIÓN

CARGO FIJO	61,50 U$S/mes
CARGO POR POTENCIA EN PICO	6,20 U$S/KW-mes
CARGO POR POTENCIA FUERA PICO	2,66 U$S/KW-mes
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO	0,038 U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA FUERA DE PICO	0,038 U$S/KWh

T3 - GRANDES DEMANDAS (50 KW ó más de demanda)

1208

T3BT - SUMINISTROS EN BAJA TENSIÓN

CARGO FIJO	40,59 U$S/mes
CARGO POR POTENCIA EN PICO	9,48 U$S/KW-mes
CARGO POR POTENCIA FUERA PICO	4,06 U$S/KW-mes
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO	0,038 U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN RESTO	0,024 U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN VALLE	0,021 U$S/KWh

T3MT - SUMINISTROS EN MEDIA TENSIÓN

CARGO FIJO	61,5 U$S/mes
CARGO POR POTENCIA EN PICO	7,22 U$S/KW-mes
CARGO POR POTENCIA FUERA PICO	3,09 U$S/KW-mes
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO	0,038 U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN RESTO	0,023 U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN VALLE	0,020 U$S/KWh

T3AT - SUMINISTROS EN ALTA TENSIÓN

CARGO FIJO	451 U$S/mes
CARGO POR POTENCIA EN PICO	3,80 U$S/KW-mes
CARGO POR POTENCIA FUERA PICO	2,53 U$S/KW-mes
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO	0,037 U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN RESTO	0,023 U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN VALLE	0,020 U$S/KWh

T4 - PEQUEÑAS DEMANDAS RURALES (menos de 10 KW de potencia)

CARGO FIJO	8,95 U$S/mes
CARGO VARIABLE	0,092 U$S/KWh

TABLA DE PERDIDAS DE TRANSFORMACION CLIENTES RURALES

5 KVA monofásico	27 KWh/mes
10 KVA monofásico	43 KWh/mes
15 KVA monofásico	52 KWh/mes
16 KVA monofásico	57 KWh/mes
10 KVA trifásico	70 KWh/mes
15 KVA trifásico	86 KWh/mes
16 KVA trifásico	91 KWh/mes
20 KVA trifásico	108 KWh/mes
25 KVA trifásico	124 KWh/mes
30 KVA trifásico	136 KWh/mes
40 KVA trifásico	166 KWh/mes
50 KVA trifásico	186 KWh/mes
63 KVA trifásico	216 KWh/mes
100 KVA trifásico	251 KWh/mes

T5 - SERVICIO DE PEAJE

T5BT - SUMINISTROS EN BAJA TENSIÓN

CARGO FIJO	8,12 U$S/mes

CARGO POR POTENCIA EN PICO	6,59 U$S/KW-mes
CARGO POR POTENCIA FUERA PICO	2,82 U$S/KW-mes
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO	0,0020 U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN RESTO	0,0014 U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN VALLE	0,0013 U$S/KWh

T5MT - SUMINISTROS EN MEDIA TENSIÓN

CARGO FIJO	12,30 U$S/mes
CARGO POR POTENCIA EN PICO	4,33 U$S/KW-mes
CARGO POR POTENCIA FUERA PICO	1,86 U$S/KW-mes
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO	0,0012 U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN RESTO	0,0009 U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN VALLE	0,0008 U$S/KWh

T5AT - SUMINISTROS EN ALTA TENSIÓN

CARGO FIJO	45,10 U$S/mes
CARGO POR POTENCIA EN PICO	1,32 U$S/KW-mes
CARGO POR POTENCIA FUERA PICO	0,88 U$S/KW-mes
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO	0,0004 U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN RESTO	0,0004 U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN VALLE	0,0004 U$S/KWh

RECARGOS POR BAJO COSENO DE FI

SUMINISTROS EN BAJA TENSIÓN	0,025 U$S/kvarh
SUMINISTROS EN MEDIA TENSIÓN	0,025 U$S/kvarh
SUMINISTROS EN ALTA TENSIÓN	0,025 U$S/kvarh

SERVICIO DE REHABILITACION

PARA SERVICIO INTERRUMPIDO POR FALTA DE PAGO

TARIFA T1R	5,87 U$S
TARIFA T1RE	8,80 U$S
TARIFA T1G BC y AC	34,66 U$S
TARIFA T1GE	34,66 U$S
TATIFA 1AP	34,66 U$S
TARIFAS 2	85,20 U$S
TARIFAS 3	106,49 U$S
TARIFA 4	34,66 U$S

CARGO POR SERVICIO DE CONEXION

CONEXIONES AEREAS

MONOFASICAS

TARIFA T1R	40,90 U$S
TARIFA T1RE	58,00 U$S
TARIFA T1G BC	65,60 U$S
TARIFA T1G AC	65,60 U$S
TARIFA T1GE	93,00 U$S

TATIFA 1AP	65,60 U$S
TARIFAS 2	0,00 U$S
TARIFAS 3	0,00 U$S
TARIFA 4	72,50 U$S

TRIFASICAS

TARIFA T1R	124,50 U$S
TARIFA T1RE	157,00 U$S
TARIFA T1G BC	199,70 U$S
TARIFA T1G AC	199,70 U$S
TARIFA T1GE	251,80 U$S
TATIFA 1AP	199,70 U$S
TARIFAS 2	300,00 U$S
TARIFAS 3	450,00 U$S
TARIFA 4	196,20 U$S

CONEXIONES SUBTERRANEAS

MONOFASICAS

TARIFA T1R	124,50 U$S
TARIFA T1RE	157,00 U$S
TARIFA T1G BC	199,70 U$S
TARIFA T1G AC	199,70 U$S
TARIFA T1GE	251,80 U$S
TATIFA 1AP	199,70 U$S
TARIFAS 2	0,00 U$S
TARIFAS 3	0,00 U$S
TARIFA 4	196,20 U$S

TRIFASICAS

TARIFA T1R	165,00 U$S
TARIFA T1RE	190,00 U$S
TARIFA T1G BC	264,60 U$S
TARIFA T1G AC	264,60 U$S
TARIFA T1GE	304,70 U$S
TATIFA 1AP	264,60 U$S
TARIFAS 2	425,00 U$S
TARIFAS 3	640,00 U$S
TARIFA 4	237,50 U$S

CUADRO TARIFARIO OBJETIVO DE LA DISTRIBUIDORA ATLANTICA

T1 - PEQUEÑAS DEMANDAS (menos de 10 KW de demanda)

T1R - RESIDENCIAL	
CARGO FIJO	2,42 U$S/mes
CARGO VARIABLE 1 (consumo en KWH-Mes ≤ 100)	0,123 U$S/KWh
CARGO VARIABLE 2 (100 < consumo en KWH-Mes ≤ 200)	0,116 U$S/KWh
CARGO VARIABLE 3 (200 < consumo en KWH-Mes ≤ 400)	0,112 U$S/KWh
CARGO VARIABLE 4 (consumo en KWH-Mes > 400)	0,107 U$S/KWh
T1RE - RESIDENCIAL ESTACIONAL	
CARGO FIJO	11,54 U$S/mes
CARGO VARIABLE	0,073 U$S/KWh
T1G - SERVICIO GENERAL BAJOS CONSUMOS	
CARGO FIJO	6,26 U$S/mes
CARGO VARIABLE (consumo en KWH-Mes ≤ 1000)	0,099 U$S/KWh
T1G - SERVICIO GENERAL ALTOS CONSUMOS	
CARGO FIJO	33,98 U$S/mes
CARGO VARIABLE (consumo en KWH-Mes > 1000)	0,072 U$S/KWh
T1GE - SERVICIO GENERAL ESTACIONAL	
CARGO FIJO	10,10 U$S/mes
CARGO VARIABLE	0,079 U$S/KWh
T1AP - ALUMBRADO PÚBLICO	
CARGO FIJO	9,43 U$S/factura
CARGO VARIABLE	0,100 U$S/KWh

T2 - MEDIANAS DEMANDAS (de 10 KW a menos de 50 KW de demanda)

T2BT -SUMINISTROS EN BAJA TENSIÓN	
CARGO FIJO	40,59 U$S/mes
CARGO POR POTENCIA EN PICO	8,05 U$S/KW-mes
CARGO POR POTENCIA FUERA PICO	3,45 U$S/KW-mes
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO	0,039 U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA FUERA DE PICO	0,039 U$S/KWh
T2MT - SUMINISTROS EN MEDIA TENSIÓN	
CARGO FIJO	61,50 U$S/mes
CARGO POR POTENCIA EN PICO	6,34 U$S/KW-mes
CARGO POR POTENCIA FUERA PICO	2,72 U$S/KW-mes
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO	0,038 U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA FUERA DE PICO	0,038 U$S/KWh

T3 - GRANDES DEMANDAS (50 KW ó más de demanda)

1208

T3BT - SUMINISTROS EN BAJA TENSIÓN

CARGO FIJO	40,59 U$S/mes
CARGO POR POTENCIA EN PICO	9,41 U$S/KW-mes
CARGO POR POTENCIA FUERA PICO	4,03 U$S/KW-mes
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO	0,044 U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN RESTO	0,025 U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN VALLE	0,022 U$S/KWh

T3MT - SUMINISTROS EN MEDIA TENSIÓN

CARGO FIJO	61,5 U$S/mes
CARGO POR POTENCIA EN PICO	7,37 U$S/KW-mes
CARGO POR POTENCIA FUERA PICO	3,16 U$S/KW-mes
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO	0,043 U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN RESTO	0,025 U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN VALLE	0,021 U$S/KWh

T3AT - SUMINISTROS EN ALTA TENSIÓN

CARGO FIJO	451 U$S/mes
CARGO POR POTENCIA EN PICO	4,54 U$S/KW-mes
CARGO POR POTENCIA FUERA PICO	3,03 U$S/KW-mes
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO	0,043 U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN RESTO	0,024 U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN VALLE	0,021 U$S/KWh

T4 - PEQUEÑAS DEMANDAS RURALES (menos de 10 KW de potencia)

CARGO FIJO	8,85 U$S/mes
CARGO VARIABLE	0,094 U$S/KWh

TABLA DE PERDIDAS DE TRANSFORMACION CLIENTES RURALES

5 KVA monofásico	27 KWh/mes
10 KVA monofásico	43 KWh/mes
15 KVA monofásico	52 KWh/mes
16 KVA monofásico	57 KWh/mes
10 KVA trifásico	70 KWh/mes
15 KVA trifásico	86 KWh/mes
16 KVA trifásico	91 KWh/mes
20 KVA trifásico	108 KWh/mes
25 KVA trifásico	124 KWh/mes
30 KVA trifásico	136 KWh/mes
40 KVA trifásico	166 KWh/mes
50 KVA trifásico	186 KWh/mes
63 KVA trifásico	216 KWh/mes
100 KVA trifásico	251 KWh/mes

T5 - SERVICIO DE PEAJE

T5BT - SUMINISTROS EN BAJA TENSIÓN

CARGO FIJO	8,12 U$S/mes
CARGO POR POTENCIA EN PICO	6,52 U$S/KW-mes
CARGO POR POTENCIA FUERA PICO	2,79 U$S/KW-mes

CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO	0,0023 U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN RESTO	0,0015 U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN VALLE	0,0014 U$S/KWh

T5MT - SUMINISTROS EN MEDIA TENSIÓN

CARGO FIJO	12,30 U$S/mes
CARGO POR POTENCIA EN PICO	4,48 U$S/KW-mes
CARGO POR POTENCIA FUERA PICO	1,92 U$S/KW-mes
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO	0,0014 U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN RESTO	0,0010 U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN VALLE	0,0009 U$S/KWh

T5AT - SUMINISTROS EN ALTA TENSIÓN

CARGO FIJO	45,1 U$S/mes
CARGO POR POTENCIA EN PICO	2,06 U$S/KW-mes
CARGO POR POTENCIA FUERA PICO	1,37 U$S/KW-mes
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO	0,0011 U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN RESTO	0,0008 U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN VALLE	0,0008 U$S/KWh

RECARGOS POR BAJO COSENO DE FI

SUMINISTROS EN BAJA TENSIÓN	0,025 U$S/kvarh
SUMINISTROS EN MEDIA TENSIÓN	0,025 U$S/kvarh
SUMINISTROS EN ALTA TENSIÓN	0,025 U$S/kvarh

SERVICIO DE REHABILITACION

PARA SERVICIO INTERRUMPIDO POR FALTA DE PAGO

TARIFA T1R	5,87 U$S
TARIFA T1RE	8,80 U$S
TARIFA T1G BC y AC	34,66 U$S
TARIFA T1GE	34,66 U$S
TATIFA 1AP	34,66 U$S
TARIFAS 2	85,20 U$S
TARIFAS 3	106,49 U$S
TARIFA 4	34,66 U$S

CARGO POR SERVICIO DE CONEXION

CONEXIONES AEREAS

MONOFASICAS

TARIFA T1R	40,90 U$S
TARIFA T1RE	58,00 U$S
TARIFA T1G BC	65,60 U$S
TARIFA T1G AC	65,60 U$S
TARIFA T1GE	93,00 U$S
TATIFA 1AP	65,60 U$S
TARIFAS 2	0,00 U$S
TARIFAS 3	0,00 U$S
TARIFA 4	72,50 U$S

TRIFASICAS

TARIFA T1R	124,50 U$S
TARIFA T1RE	157,00 U$S
TARIFA T1G BC	199,70 U$S
TARIFA T1G AC	199,70 U$S
TARIFA T1GE	251,80 U$S
TATIFA 1AP	199,70 U$S
TARIFAS 2	300,00 U$S
TARIFAS 3	450,00 U$S
TARIFA 4	196,20 U$S

CONEXIONES SUBTERRANEAS

MONOFASICAS

TARIFA T1R	124,50 U$S
TARIFA T1RE	157,00 U$S
TARIFA T1G BC	199,70 U$S
TARIFA T1G AC	199,70 U$S
TARIFA T1GE	251,80 U$S
TATIFA 1AP	199,70 U$S
TARIFAS 2	0,00 U$S
TARIFAS 3	0,00 U$S
TARIFA 4	196,20 U$S

TRIFASICAS

TARIFA T1R	165,00 U$S
TARIFA T1RE	190,00 U$S
TARIFA T1G BC	264,60 U$S
TARIFA T1G AC	264,60 U$S
TARIFA T1GE	304,70 U$S
TATIFA 1AP	264,60 U$S
TARIFAS 2	425,00 U$S
TARIFAS 3	640,00 U$S
TARIFA 4	237,50 U$S

CUADRO TARIFARIO OBJETIVO DE LA DISTRIBUIDORA SUR

T1 - PEQUEÑAS DEMANDAS (menos de 10 KW de demanda)

T1R - RESIDENCIAL	
CARGO FIJO	2,42 U$S/mes
CARGO VARIABLE 1 (consumo en KWH-Mes ≤ 100)	0,134 U$S/mes
CARGO VARIABLE 2 (100 < consumo en KWH-Mes ≤ 200)	0,127 U$S/KWh
CARGO VARIABLE 3 (200 < consumo en KWH-Mes ≤ 400)	0,122 U$S/KWh
CARGO VARIABLE 4 (consumo en KWH-Mes > 400)	0,116 U$S/KWh
T1RE - RESIDENCIAL ESTACIONAL	
CARGO FIJO	13,09 U$S/mes
CARGO VARIABLE	0,076 U$S/KWh
T1G - SERVICIO GENERAL BAJOS CONSUMOS	
CARGO FIJO	6,91 U$S/mes
CARGO VARIABLE (consumo en KWH-Mes ≤ 1000)	0,107 U$S/KWh
T1G - SERVICIO GENERAL ALTOS CONSUMOS	
CARGO FIJO	39,10 U$S/mes
CARGO VARIABLE (consumo en KWH-Mes > 1000)	0,075 U$S/KWh
T1GE - SERVICIO GENERAL ESTACIONAL	
CARGO FIJO	11,40 U$S/mes
CARGO VARIABLE	0,083 U$S/KWh
T1AP - ALUMBRADO PÚBLICO	
CARGO FIJO	9,43 U$S/factura
CARGO VARIABLE	0,108 U$S/KWh

T2 - MEDIANAS DEMANDAS (de 10 KW a menos de 50 KW de demanda)

T2BT - SUMINISTROS EN BAJA TENSIÓN	
CARGO FIJO	40,59 U$S/mes
CARGO POR POTENCIA EN PICO	8,53 U$S/KW-mes
CARGO POR POTENCIA FUERA PICO	3,66 U$S/KW-mes
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO	0,038 U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA FUERA DE PICO	0,039 U$S/KWh
T2MT - SUMINISTROS EN MEDIA TENSIÓN	
CARGO FIJO	61,50 U$S/mes
CARGO POR POTENCIA EN PICO	6,38 U$S/KW-mes
CARGO POR POTENCIA FUERA PICO	2,73 U$S/KW-mes
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO	0,037 U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA FUERA DE PICO	0,037 U$S/KWh

T3 - GRANDES DEMANDAS (50 KW ó más de demanda)

T3BT - SUMINISTROS EN BAJA TENSIÓN

CARGO FIJO	40,59 U$S/mes
CARGO POR POTENCIA EN PICO	9,85 U$S/KW-mes
CARGO POR POTENCIA FUERA PICO	4,22 U$S/KW-mes
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO	0,036 U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN RESTO	0,023 U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN VALLE	0,020 U$S/KWh

T3MT - SUMINISTROS EN MEDIA TENSIÓN

CARGO FIJO	61,5 U$S/mes
CARGO POR POTENCIA EN PICO	7,28 U$S/KW-mes
CARGO POR POTENCIA FUERA PICO	3,12 U$S/KW-mes
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO	0,035 U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN RESTO	0,022 U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN VALLE	0,020 U$S/KWh

T3AT - SUMINISTROS EN ALTA TENSIÓN

CARGO FIJO	451 U$S/mes
CARGO POR POTENCIA EN PICO	4,42 U$S/KW-mes
CARGO POR POTENCIA FUERA PICO	2,95 U$S/KW-mes
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO	0,035 U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN RESTO	0,022 U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN VALLE	0,019 U$S/KWh

T4 - PEQUEÑAS DEMANDAS RURALES (menos de 10 KW de potencia)

CARGO FIJO	7,76 U$S/mes
CARGO VARIABLE	0,095 U$S/KWh

TABLA DE PERDIDAS DE TRANSFORMACION CLIENTES RURALES

5 KVA monofásico	27 KWh/mes
10 KVA monofásico	43 KWh/mes
15 KVA monofásico	52 KWh/mes
16 KVA monofásico	57 KWh/mes
10 KVA trifásico	70 KWh/mes
15 KVA trifásico	86 KWh/mes
16 KVA trifásico	91 KWh/mes
20 KVA trifásico	108 KWh/mes
25 KVA trifásico	124 KWh/mes
30 KVA trifásico	136 KWh/mes
40 KVA trifásico	166 KWh/mes
50 KVA trifásico	186 KWh/mes
63 KVA trifásico	216 KWh/mes
100 KVA trifásico	251 KWh/mes

T5 - SERVICIO DE PEAJE

T5BT - SUMINISTROS EN BAJA TENSIÓN

CARGO FIJO	8,12 U$S/mes
CARGO POR POTENCIA EN PICO	6,96 U$S/KW-mes

CARGO POR POTENCIA FUERA PICO	2,98 U$S/KW-mes
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO	0,0019 U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN RESTO	0,0014 U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN VALLE	0,0012 U$S/KWh

1208

T5MT - SUMINISTROS EN MEDIA TENSIÓN

CARGO FIJO	12,30 U$S/mes
CARGO POR POTENCIA EN PICO	4,39 U$S/KW-mes
CARGO POR POTENCIA FUERA PICO	1,88 U$S/KW-mes
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO	0,0012 U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN RESTO	0,0009 U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN VALLE	0,0008 U$S/KWh

T5AT - SUMINISTROS EN ALTA TENSIÓN

CARGO FIJO	45,10 U$S/mes
CARGO POR POTENCIA EN PICO	1,94 U$S/KW-mes
CARGO POR POTENCIA FUERA PICO	1,29 U$S/KW-mes
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO	0,0005 U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN RESTO	0,0005 U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN VALLE	0,0005 U$S/KWh

RECARGOS POR BAJO COSENO DE FI

SUMINISTROS EN BAJA TENSIÓN	0,025 U$S/kvarh
SUMINISTROS EN MEDIA TENSIÓN	0,025 U$S/kvarh
SUMINISTROS EN ALTA TENSIÓN	0,025 U$S/kvarh

SERVICIO DE REHABILITACION

PARA SERVICIO INTERRUMPIDO POR FALTA DE PAGO

TARIFA T1R	5,87 U$S
TARIFA T1RE	8,80 U$S
TARIFA T1G BC y AC	34,66 U$S
TARIFA T1GE	34,66 U$S
TATIFA 1AP	34,66 U$S
TARIFAS 2	85,20 U$S
TARIFAS 3	106,49 U$S
TARIFA 4	34,66 U$S

CARGO POR SERVICIO DE CONEXION

CONEXIONES AEREAS

MONOFASICAS

TARIFA T1R	40,90 U$S
TARIFA T1RE	58,00 U$S
TARIFA T1G BC	65,60 U$S
TARIFA T1G AC	65,60 U$S
TARIFA T1GE	93,00 U$S
TATIFA 1AP	65,60 U$S
TARIFAS 2	0,00 U$S

TARIFAS 3	1208	0,00 U$S
TARIFA 4		72,50 U$S

TRIFASICAS

TARIFA T1R	124,50 U$S
TARIFA T1RE	157,00 U$S
TARIFA T1G BC	199,70 U$S
TARIFA T1G AC	199,70 U$S
TARIFA T1GE	251,80 U$S
TATIFA 1AP	199,70 U$S
TARIFAS 2	300,00 U$S
TARIFAS 3	450,00 U$S
TARIFA 4	196,20 U$S

CONEXIONES SUBTERRANEAS

MONOFASICAS

TARIFA T1R	124,50 U$S
TARIFA T1RE	157,00 U$S
TARIFA T1G BC	199,70 U$S
TARIFA T1G AC	199,70 U$S
TARIFA T1GE	251,80 U$S
TATIFA 1AP	199,70 U$S
TARIFAS 2	0,00 U$S
TARIFAS 3	0,00 U$S
TARIFA 4	196,20 U$S

TRIFASICAS

TARIFA T1R	165,00 U$S
TARIFA T1RE	190,00 U$S
TARIFA T1G BC	264,60 U$S
TARIFA T1G AC	264,60 U$S
TARIFA T1GE	304,70 U$S
TATIFA 1AP	264,60 U$S
TARIFAS 2	425,00 U$S
TARIFAS 3	640,00 U$S
TARIFA 4	237,50 U$S

CUADRO TARIFARIO OBJETIVO DE LA DISTRIBUIDORA NORTE

T1 - PEQUEÑAS DEMANDAS (menos de 10 KW de demanda)

T1R - RESIDENCIAL	
CARGO FIJO	2,42 U$S/mes
CARGO VARIABLE 1 (consumo en KWH-Mes ≤ 100)	0,134 U$S/mes
CARGO VARIABLE 2 (100 < consumo en KWH-Mes ≤ 200)	0,127 U$S/KWh
CARGO VARIABLE 3 (200 < consumo en KWH-Mes ≤ 400)	0,121 U$S/KWh
CARGO VARIABLE 4 (consumo en KWH-Mes > 400)	0,116 U$S/KWh
T1RE - RESIDENCIAL ESTACIONAL	
CARGO FIJO	14,07 U$S/mes
CARGO VARIABLE	0,071 U$S/KWh
T1G - SERVICIO GENERAL BAJOS CONSUMOS	
CARGO FIJO	7,32 U$S/mes
CARGO VARIABLE (consumo en KWH-Mes ≤ 1000)	0,103 U$S/KWh
T1G - SERVICIO GENERAL ALTOS CONSUMOS	
CARGO FIJO	40,55 U$S/mes
CARGO VARIABLE (consumo en KWH-Mes > 1000)	0,070 U$S/KWh
T1GE - SERVICIO GENERAL ESTACIONAL	
CARGO FIJO	12,23 U$S/mes
CARGO VARIABLE	0,077 U$S/KWh
T1AP - ALUMBRADO PÚBLICO	
CARGO FIJO	9,43 U$S/factura
CARGO VARIABLE	0,110 U$S/KWh

T2 - MEDIANAS DEMANDAS (de 10 KW a menos de 50 KW de demanda)

T2BT -SUMINISTROS EN BAJA TENSIÓN	
CARGO FIJO	40,59 U$S/mes
CARGO POR POTENCIA EN PICO	8,09 U$S/KW-mes
CARGO POR POTENCIA FUERA PICO	3,47 U$S/KW-mes
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO	0,039 U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA FUERA DE PICO	0,039 U$S/KWh
T2MT - SUMINISTROS EN MEDIA TENSIÓN	
CARGO FIJO	61,50 U$S/mes
CARGO POR POTENCIA EN PICO	6,20 U$S/KW-mes
CARGO POR POTENCIA FUERA PICO	2,66 U$S/KW-mes
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO	0,038 U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA FUERA DE PICO	0,038 U$S/KWh

T3 - GRANDES DEMANDAS (50 KW ó más de demanda)

1208

T3BT - SUMINISTROS EN BAJA TENSIÓN

CARGO FIJO	40,59 U$S/mes
CARGO POR POTENCIA EN PICO	9,48 U$S/KW-mes
CARGO POR POTENCIA FUERA PICO	4,06 U$S/KW-mes
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO	0,038 U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN RESTO	0,024 U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN VALLE	0,021 U$S/KWh

T3MT - SUMINISTROS EN MEDIA TENSIÓN

CARGO FIJO	61,5 U$S/mes
CARGO POR POTENCIA EN PICO	7,22 U$S/KW-mes
CARGO POR POTENCIA FUERA PICO	3,09 U$S/KW-mes
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO	0,038 U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN RESTO	0,023 U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN VALLE	0,020 U$S/KWh

T3AT - SUMINISTROS EN ALTA TENSIÓN

CARGO FIJO	451 U$S/mes
CARGO POR POTENCIA EN PICO	3,80 U$S/KW-mes
CARGO POR POTENCIA FUERA PICO	2,53 U$S/KW-mes
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO	0,037 U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN RESTO	0,023 U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN VALLE	0,020 U$S/KWh

T4 - PEQUEÑAS DEMANDAS RURALES (menos de 10 KW de potencia)

CARGO FIJO	8,95 U$S/mes
CARGO VARIABLE	0,092 U$S/KWh

TABLA DE PERDIDAS DE TRANSFORMACION CLIENTES RURALES

5 KVA monofásico	27 KWh/mes
10 KVA monofásico	43 KWh/mes
15 KVA monofásico	52 KWh/mes
16 KVA monofásico	57 KWh/mes
10 KVA trifásico	70 KWh/mes
15 KVA trifásico	86 KWh/mes
16 KVA trifásico	91 KWh/mes
20 KVA trifásico	108 KWh/mes
25 KVA trifásico	124 KWh/mes
30 KVA trifásico	136 KWh/mes
40 KVA trifásico	166 KWh/mes
50 KVA trifásico	186 KWh/mes
63 KVA trifásico	216 KWh/mes
100 KVA trifásico	251 KWh/mes

T5 - SERVICIO DE PEAJE

T5BT - SUMINISTROS EN BAJA TENSIÓN

CARGO FIJO	8,12 U$S/mes

CARGO POR POTENCIA EN PICO	1208	6,59 U$S/KW-mes
CARGO POR POTENCIA FUERA PICO		2,82 U$S/KW-mes
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO		0,0020 U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN RESTO		0,0014 U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN VALLE		0,0013 U$S/KWh

T5MT - SUMINISTROS EN MEDIA TENSIÓN

CARGO FIJO	12,30 U$S/mes
CARGO POR POTENCIA EN PICO	4,33 U$S/KW-mes
CARGO POR POTENCIA FUERA PICO	1,86 U$S/KW-mes
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO	0,0012 U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN RESTO	0,0009 U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN VALLE	0,0008 U$S/KWh

T5AT - SUMINISTROS EN ALTA TENSIÓN

CARGO FIJO	45,10 U$S/mes
CARGO POR POTENCIA EN PICO	1,32 U$S/KW-mes
CARGO POR POTENCIA FUERA PICO	0,88 U$S/KW-mes
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO	0,0004 U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN RESTO	0,0004 U$S/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN VALLE	0,0004 U$S/KWh

RECARGOS POR BAJO COSENO DE FI

SUMINISTROS EN BAJA TENSIÓN	0,025 U$S/kvarh
SUMINISTROS EN MEDIA TENSIÓN	0,025 U$S/kvarh
SUMINISTROS EN ALTA TENSIÓN	0,025 U$S/kvarh

SERVICIO DE REHABILITACION

PARA SERVICIO INTERRUMPIDO POR FALTA DE PAGO

TARIFA T1R	5,87 U$S
TARIFA T1RE	8,80 U$S
TARIFA T1G BC y AC	34,66 U$S
TARIFA T1GE	34,66 U$S
TATIFA 1AP	34,66 U$S
TARIFAS 2	85,20 U$S
TARIFAS 3	106,49 U$S
TARIFA 4	34,66 U$S

CARGO POR SERVICIO DE CONEXION

CONEXIONES AEREAS

MONOFASICAS

TARIFA T1R	40,90 U$S
TARIFA T1RE	58,00 U$S
TARIFA T1G BC	65,60 U$S
TARIFA T1G AC	65,60 U$S
TARIFA T1GE	93,00 U$S

TATIFA 1AP	1208	65,60 U$S
TARIFAS 2		0,00 U$S
TARIFAS 3		0,00 U$S
TARIFA 4		72,50 U$S

TRIFASICAS

TARIFA T1R	124,50 U$S
TARIFA T1RE	157,00 U$S
TARIFA T1G BC	199,70 U$S
TARIFA T1G AC	199,70 U$S
TARIFA T1GE	251,80 U$S
TATIFA 1AP	199,70 U$S
TARIFAS 2	300,00 U$S
TARIFAS 3	450,00 U$S
TARIFA 4	196,20 U$S

CONEXIONES SUBTERRANEAS

MONOFASICAS

TARIFA T1R	124,50 U$S
TARIFA T1RE	157,00 U$S
TARIFA T1G BC	199,70 U$S
TARIFA T1G AC	199,70 U$S
TARIFA T1GE	251,80 U$S
TATIFA 1AP	199,70 U$S
TARIFAS 2	0,00 U$S
TARIFAS 3	0,00 U$S
TARIFA 4	196,20 U$S

TRIFASICAS

TARIFA T1R	165,00 U$S
TARIFA T1RE	190,00 U$S
TARIFA T1G BC	264,60 U$S
TARIFA T1G AC	264,60 U$S
TARIFA T1GE	304,70 U$S
TATIFA 1AP	264,60 U$S
TARIFAS 2	425,00 U$S
TARIFAS 3	640,00 U$S
TARIFA 4	237,50 U$S

SUBANEXO D

1208

NORMAS DE CALIDAD DEL SERVICIO PUBLICO Y SANCIONES

1. INTRODUCCION.

Será responsabilidad de EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) prestar el servicio público de distribución de electricidad con un nivel de calidad satisfactorio, acorde con los parámetros establecidos en el presente Subanexo.

Para ello deberá cumplir con las exigencias que aquí se establecen, realizando los trabajos e inversiones necesarias de forma tal de asegurar la prestación del servicio con la calidad mínima indicada.

Las disposiciones referentes a la Calidad de Servicio establecidas en el presente Subanexo serán de aplicación para los suministros tanto a pequeños como a grandes consumidores.

El no cumplimiento de las pautas aquí establecidas dará lugar a la aplicación de sanciones, basadas en el perjuicio económico que le ocasiona al cliente recibir un servicio en condiciones no satisfactorias. Sus montos se calcularán de acuerdo al método que más adelante se describe.

En ningún caso EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) podrá invocar el insuficiente abastecimiento de energía eléctrica como eximente de responsabilidad por el incumplimiento de las normas de calidad de servicio.

El **Organismo de Control** será el encargado de supervisar el fiel cumplimiento de las normas de calidad de servicio.

EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) tendrá la obligación de efectuar las campañas de relevamiento de información y el cálculo de los indicadores descriptos en el presente Subanexo, poniéndolos a disposición del **Organismo de Control**, para posibilitar la realización de la tarea que en el tema de calidad de servicio le es propia.

Se considera que tanto el aspecto técnico como el comercial del servicio deben reunir condiciones mínimas de calidad; por ello se implementarán controles sobre:

a) Calidad del producto técnico suministrado.

b) Calidad del servicio técnico prestado.

c) Calidad del servicio comercial.

La calidad del producto técnico suministrado se relaciona con el nivel de tensión en el punto de suministro y sus perturbaciones (variaciones rápidas y caídas lentas de tensión y armónicas).

La calidad del servicio técnico involucra la frecuencia y duración media de las interrupciones en el suministro.

Los aspectos del servicio comercial que se controlarán son la correcta atención al cliente en los locales destinados al efecto, los tiempos utilizados para responder a pedidos de conexión, errores en la facturación y facturación estimada, demoras en la atención de las reclamaciones del cliente, tiempos para la restitución de suministros cortados por falta de pago y tramitaciones de quejas.

A fin de adecuar la situación, al momento de la fecha de toma de posesión se definen cuatro (4) etapas con niveles de exigencia crecientes en la calidad de servicio, de acuerdo al cronograma indicado a continuación. La ETAPA PRELIMINAR y la ETAPA DE PRUEBA se utilizarán para poner en marcha los mecanismos de control, no correspondiendo durante las mismas la aplicación de sanciones por incumplimientos de los niveles de Calidad de Servicio.

•ETAPA PRELIMINAR

Regirá a partir de la fecha de toma de posesión, teniendo una duración de seis (6) meses. Servirá para implementar y convenir en forma conjunta con el **Organismo de Control** el método de medición y control de los indicadores de Calidad de Servicio a aplicar en las etapas siguientes, de acuerdo a lo especificado en este Subanexo. Asimismo durante esta etapa se acordará con el **Organismo de Control** el contenido y la forma de intercambio de información para cada una de las campañas de control.

•ETAPA DE PRUEBA

Se contará a partir del mes siete (7) de la fecha de toma de posesión, tendrá una duración de seis (6) meses y servirá para poner en marcha y a prueba el método acordado en la ETAPA PRELIMINAR. Se efectuarán las campañas de relevamiento de información correspondientes y se calcularán los respectivos indicadores, de forma tal de asegurar el inicio de la siguiente etapa, el pleno y eficaz funcionamiento de la totalidad de los mecanismos de relevamiento y control acordados.

•ETAPA DE TRANSICION

Tendrá su inicio a partir del mes trece (13) de la fecha de Toma de Posesión, con una duración de treinta y seis (36) meses, en la que se exigirá el cumplimiento de los indicadores y valores prefijados para esta etapa. La ETAPA DE TRANSICION servirá para permitir a EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) la adecuación de sus instalaciones y sistemas de adquisición de información de forma tal de cumplir con las exigencias de calidad de servicio establecidos para la ETAPA DE REGIMEN. Asimismo, durante esta etapa se ajustarán, en forma conjunta con el **Organismo de Control** los métodos de control a aplicar durante la ETAPA DE REGIMEN. Los controles se efectuarán mediante indicadores globales, y el incumplimiento de los mismos dará lugar a la aplicación de las sanciones previstas en el punto 5 de este Subanexo.

•ETAPA DE REGIMEN

A partir del mes número cuarenta y nueve (49), contado a partir de la fecha de Toma de Posesión, se iniciará la denominada ETAPA DE REGIMEN, en la que se controlará la prestación del servicio a nivel de cada suministro. Para esta etapa EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) deberá contar con sistemas de adquisición y tratamiento de información adecuados que posibiliten al **Organismo de Control** efectuar los controles previstos en el Contrato de Concesión. En los casos de verificarse apartamientos en los indicadores de calidad a los límites establecidos, el **Organismo de Control** aplicará las sanciones previstas en el punto 5 de este Subanexo.

En todos los casos se tolerará hasta un determinado límite las variaciones de tensión, la cantidad de interrupciones y la duración media de cada una de ellas. En los suministros en que se excedan estos valores, el **Organismo de Control** sancionará a EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) según corresponda. El monto de la sanción será reintegrado a los clientes como un crédito en la facturación inmediatamente posterior al período de control, cuyo monto será proporcional a la totalidad de la energía suministrada en condiciones no satisfactorias o a la energía no suministrada.

La tarea de relevamiento de la información necesaria para la determinación de los indicadores de calidad en las diversas etapas de control, será responsabilidad de EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) , y permitirá al **Organismo de Control** supervisar el cumplimiento de las condiciones pactadas. La tarea de relevamiento comprenderá :

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

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

- Organización de bases de datos auditables con información comercial referente a :
  - conexiones
  - suspensiones y restablecimiento de suministros cortados por falta de pago
  - reclamaciones de los clientes
  - facturación estimada
  - quejas
  - transgresiones (toda violación al reglamento de suministro y conexión que no implique hurto y/o defraudación)
  - toda otra información que el **Organismo de Control** considere necesaria

La totalidad de la información relevada en las diversas etapas referente a los controles de la calidad del servicio deberá remitirse al **Organismo de Control** en soporte magnético, con software y formatos de archivos uniformes, previamente acordados.

2. CALIDAD DEL PRODUCTO TECNICO

Los aspectos de calidad del producto técnico que se controlarán son el nivel de tensión y las perturbaciones, siendo EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) responsable de efectuar las mediciones correspondientes, y el procesamiento de los datos relevados.

Los períodos de control serán semestrales, y las sanciones por incumplimiento a los parámetros de calidad definidos en este punto serán abonadas a los clientes mediante un crédito en la facturación inmediatamente posterior al período de control.

En el caso en que algún cliente solicitara una prestación con un nivel de Calidad del Producto Técnico mayor a la especificada en el presente Subanexo, la misma deberá ser acordada entre las partes mediante la celebración de contratos que especifiquen las condiciones diferenciales en la calidad de la prestación.

2.1. Nivel de Tensión

En la ETAPA DE TRANSICION y la ETAPA DE REGIMEN se efectuarán controles de los niveles de tensión. Si como resultado de los mismos se detectara el incumplimiento de los niveles de tensión admisibles para la etapa correspondiente, durante un tiempo superior al tres por ciento (3%) del período en que se efectúe la medición, EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) estará sujeto a la aplicación de sanciones.

Las sanciones las pagará EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) a los clientes afectados por la mala calidad de la tensión, mediante un crédito en la facturación inmediatamente posterior al período en que se detectó el incumplimiento.

Los clientes afectados por la mala calidad del nivel de tensión serán los abastecidos por las

instalaciones donde se ha dispuesto la medición (estaciones transformadoras AT/MT, centros de transformación MT/BT o puntos de suministro según corresponda a la etapa en desarrollo). 1208

Para los casos en que el punto de medición corresponda a un conjunto de clientes, el monto total de la sanción se repartirá entre los clientes afectados de acuerdo a la participación del consumo de energía de cada uno respecto del conjunto.

Las sanciones se calcularán valorizando la totalidad de la energía entregada con niveles de tensión fuera de los límites permitidos en función de los valores indicados en las tablas I y II correspondientes a cada una de las etapas definidas en el punto 5.5.1.

Para conocer la energía suministrada en malas condiciones de calidad se deberá medir, simultáneamente con el registro de la tensión, la demanda que abastece la instalación donde se está efectuando la medición de tensión. Para las mediciones realizadas en los puntos de suministro se podrá determinar la demanda en función de lecturas del medidor de energía utilizado para la facturación.

Durante la ETAPA PRELIMINAR el **Organismo de Control** deberá aprobar el equipamiento de medición a utilizar por EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias).

EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) presentará un informe semestral al **Organismo de Control** indicando el grado de cumplimiento de las mediciones indicadas por éste y los resultados de las mismas. En los casos en que existieran apartamientos a los límites admisibles, deberá incluir en el informe los montos de las sanciones correspondientes y especificar los clientes afectados.

A los efectos de la supervisión, el **Organismo de Control** podrá exigir presentaciones periódicas a fin de verificar el grado de cumplimiento de las mediciones indicadas.

2.1.1. Etapa de Transición

Las variaciones porcentuales de la tensión admitidas en esta etapa, con respecto al valor de la tensión nominal, se indican a continuación:

ALTA TENSION	**± 7,0 %**
MEDIA TENSION	**± 10,0 %**
BAJA TENSION	**± 10,0 %**
Para las zonas Rurales se admitirá, en el punto de suministro, hasta :	**± 13,0 %**

Son obligaciones de EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) , en esta etapa:

- Efectuar un control periódico de las tensiones de salida de todas las barras, en todas las subestaciones AT/MT.

- Efectuar mensualmente el registro de tensión en las barras de Baja Tensión de al menos el tres por ciento (3%) de los centros de transformación MT/BT de EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias), durante un período no inferior a siete (7) días corridos. Conjuntamente con el registro de tensión se deberá registrar la potencia entregada, de forma tal de permitir la determinación de la energía suministrada en condiciones de tensión deficientes. La selección mensual de los centros de transformación MT/BT sobre los cuales se efectuarán las mediciones será realizada por el **Organismo de Control** de forma tal de asegurar la medición en el tres por ciento (3 %) de los Centros de Transformación, en función de una base de datos con las características y ubicación física de los mismos que EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) remitirá en forma semestral al **Organismo de Control.**

- Efectuar un registro mensual del nivel de tensión en el punto de suministro del 0,005 % de los clientes de Pequeñas Demandas y del uno por ciento (1%) de los clientes de las Tarifas T2, T3 y T5, no pudiendo resultar esta cantidad inferior a diez (10) registros mensuales. Los puntos de medición serán seleccionados por el **Organismo de Control** y el período de medición no podrá ser inferior a siete (7) días corridos.
  Para la determinación del 0,005 % de los clientes sobre los que se efectuarán las mediciones, EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) informará en forma semestral al **Organismo de Control** la identificación de clientes en su área de prestación de servicio.

Asimismo, a partir del mes treinta y seis (36) de la fecha de Toma de Posesión, EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) tendrá la obligación de efectuar una campaña de relevamiento de curvas de carga para cada tipo de cliente, la que deberá ser coordinada con el **Organismo de Control.**

2.1.2 Etapa de Régimen

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

ALTA TENSION	**± 7,0 %**
MEDIA TENSION	**± 8,0 %**
BAJA TENSION	**± 8,0 %**
Para las zonas Rurales se admitirá, en el punto de suministro, hasta :	**± 12,0 %**

Los niveles de tensión se determinarán mediante campañas de medición, que permitirán adquirir y procesar información sobre curvas de carga y nivel de la tensión en suministros, Centros de Transformación MT/BT y en distintos puntos de la red.

El **Organismo de Control** diseñará las campañas de medición en forma conjunta con EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) , en función de la experiencia recabada durante la ETAPA DE TRANSICION. Las campañas serán implementadas por EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) , el que además procesará la información adquirida y la remitirá al **Organismo de Control**.

2.2. Perturbaciones

Las perturbaciones que se controlarán son las variaciones rápidas de tensión (flicker), las caídas lentas de tensión y las armónicas.
EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) será responsable de mantener, para cada tipo de perturbación, un nivel razonable de compatibilidad, definido como Nivel de Referencia, que tiene un cinco por ciento (5%) de probabilidad de ser superado. Dichos valores serán analizados en forma conjunta por EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) y el **Organismo de Control** durante la ETAPA DE TRANSICIÓN, en base a las normas internacionales. Los valores definitivos serán aprobados por el **Organismo de Control**, teniendo vigencia a partir del comienzo del período definido como ETAPA DE RÉGIMEN.

EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) deberá arbitrar los medios conducentes a:

- Fijar los límites de emisión (niveles máximos de perturbación que un aparato puede generar o inyectar en el sistema de alimentación) para el equipamiento tanto propio como utilizado por los clientes ubicados dentro de su área de concesión, compatibles con los valores internacionales reconocidos.

- Impulsar, conjuntamente con el **Organismo de Control**, la aprobación de normas de fabricación que contemplen los límites de emisión fijados.

- Promover, conjuntamente con el **Organismo de Control**, la adquisición de equipamiento eléctrico por parte de los clientes que se ajuste a los límites de emisión fijados.

- Controlar a los Grandes Clientes, a través de límites de emisión fijados por contrato.

En este contexto, EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) podrá penalizar a los clientes que excedan los límites de emisión fijados, hasta llegar a la interrupción del suministro. En ambos casos deberá contar con la aprobación del **Organismo de Control**.

Durante la ETAPA DE REGIMEN tendrán aplicación los valores de compatibilidad que se hubieran acordado entre EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) y el **Organismo de Control**. Estos valores

se medirán de acuerdo al método y en los lugares que se hayan acordado entre las partes.

Los valores y forma de penalización a los clientes que no cumplan con los límites de emisión fijados deberán ser propuestos por EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) , y aprobados por el **Organismo de Control**.

En caso de que EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) no efectuara acciones sobre los clientes, tendientes a mantener los valores de emisión dentro de los límites establecidos, podrá ser sancionado por el **Organismo de Control**.

A partir del sexto año de la fecha de Toma de Posesión, EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) deberá haber implementado un sistema, que asegure un nivel de calidad de la tensión suministrada acorde con lo especificado por normas internacionales de validez reconocida, tales como las IEC, y tendrá implementado métodos o procedimientos que permitan al **Organismo de Control** su verificación.

3. CALIDAD DEL SERVICIO TECNICO

Las condiciones de Calidad del Servicio Técnico especificadas en el presente documento se corresponden con suministros abastecidos por una única alimentación. EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) no está obligado a la prestación de un servicio eléctrico de reserva. En caso de requerirse dicho servicio, o cualquier otra condición de calidad de servicio diferente a la contemplada con carácter general, se deberán acordar entre las partes las condiciones particulares de calidad, mediante la celebración de contratos.

La Calidad del Servicio Técnico prestado se evaluará en base a la frecuencia de interrupciones y a la duración de cada una de ellas en función de los siguientes indicadores:

a)Frecuencia de interrupciones (cantidad de veces en un período determinado que se interrumpe el suministro a un cliente).

b)Duración de cada interrupción (tiempo total sin suministro para cada interrupción).

En este Subanexo se establecen los valores máximos admitidos para cada indicador en las distintas etapas de control. En caso de excederse de dichos valores se aplicarán las sanciones descriptas en el punto 5.5.2. del presente.

Para la ETAPA DE PRUEBA EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) efectuará el relevamiento de la información necesaria para la determinación de los indicadores, y efectuará el cálculo de los

mismos, ajustando el método con el **Organismo de Control**. En esta etapa no se aplicarán sanciones.

Durante la ETAPA DE TRANSICION se efectuarán controles en función a indicadores globales para EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) . El relevamiento de información y cálculo se efectuará de forma tal que los indicadores determinados representen en la mejor forma posible el nivel de interrupciones y la duración de cada una de ellas vistas por los clientes. Para los clientes con suministros en media tensión o un nivel superior, se determinarán indicadores individuales por cliente.

En la ETAPA DE REGIMEN los indicadores se calcularán a nivel de cliente, de forma tal de determinar la cantidad de interrupciones y la duración de cada una de ellas soportada por cada cliente.

En todos los casos el período de control será semestral, y en caso de detectarse un apartamiento a los valores límites establecidos para las ETAPAS DE TRANSICIÓN Y RÉGIMEN, corresponderá la aplicación de sanciones, las cuales serán reintegradas a los clientes como un crédito en la facturación del semestre inmediato posterior al de control.

Para la determinación de los indicadores se computarán todas las interrupciones superiores a tres (3) minutos que originen la suspensión del suministro de energía eléctrica a algún cliente o al conjunto de ellos, ya sea que las mismas sean programadas o intempestivas. No se computarán para el cálculo las interrupciones inferiores e iguales a tres (3) minutos.

3.1. Calidad del Servicio Técnico en la Etapa de Transición

Durante la ETAPA DE TRANSICION, y para los clientes cuyo suministro sea en baja tensión, se controlará la calidad del servicio técnico en base a indicadores que reflejen la frecuencia y el tiempo medio que queda sin servicio la red de distribución de cada prestador del servicio de distribución. Si los indicadores determinados superaran los límites establecidos, el prestador del servicio de distribución en dicha área será sancionado de acuerdo a lo estipulado en el punto 5.5.2. del presente documento.

Será responsabilidad de EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) efectuar el relevamiento y registro de las interrupciones, y la determinación de los correspondientes indicadores. El registro de las interrupciones se deberá efectuar mediante un sistema informático, el cual deberá ser desarrollado durante la ETAPA PRELIMINAR y probado y ajustado durante la ETAPA DE PRUEBA. Con anterioridad a su utilización durante la ETAPA DE TRANSICION, deberá contar con la aprobación del **Organismo de Control**.

La ETAPA DE TRANSICION se subdividirá en tres (3) subetapas de un (1) año de duración cada una, las que tendrán vigencia de acuerdo al siguiente detalle:

- Subetapa 1, desde el inicio del mes número trece (13) contado a partir de la fecha de Toma de Posesión, y hasta la finalización del mes número veinticuatro (24), contado desde la misma fecha.

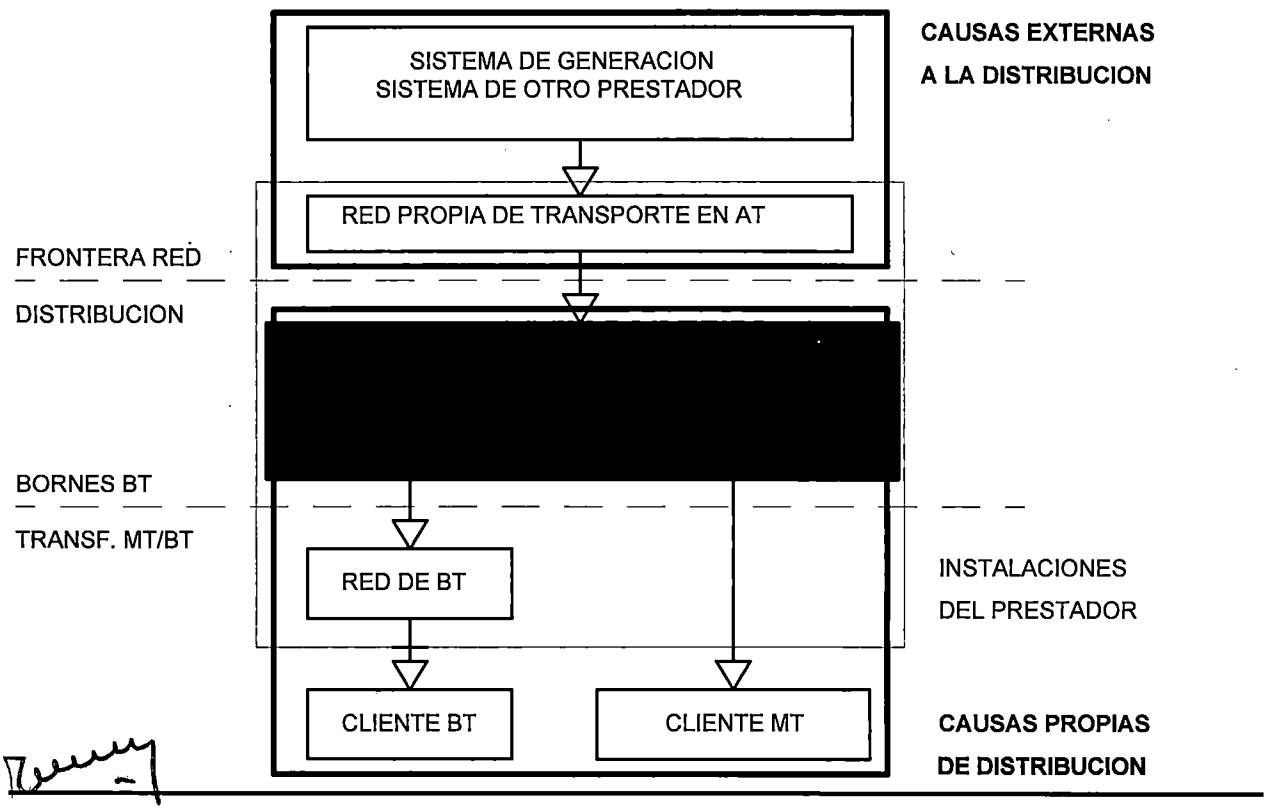
- Subetapa 2, desde el inicio del mes número veinticinco (25) contado a partir de la fecha de Toma de Posesión, hasta la finalización del mes número treinta y seis (36), contado desde la misma fecha.

- Subetapa 3, desde el inicio del mes número treinta y siete (37), contado a partir de la fecha de Toma de Posesión, hasta la finalización del mes número cuarenta y ocho (48), contado desde la misma fecha.

Para la determinación de los indicadores se computarán todas las interrupciones que afecten la Red de Media Tensión de Distribución, independientemente si la causa inicial proviene de las propias instalaciones del prestador, o si su origen es externo al mismo, ya sea que provenga de la instalación de un cliente de Media o Baja Tensión, de otro prestador del servicio de distribución o transmisión, o del sistema de generación.

Durante esta etapa no se computarán las interrupciones originadas en la red de Baja Tensión que queden circunscriptas en la misma, es decir aquellas que no produzcan la salida de servicio del Centro de Transformación MT/BT al que pertenezcan.

Los límites de la red sobre la cuál se calcularán los indicadores son, por un lado la botella terminal del alimentador MT en la subestación AT/MT, y por el otro, los bornes BT del transformador de rebaje MT/BT.



La determinación de los indicadores se deberá discriminar por causa que originó la interrupción, agrupándose en Causas Propias de Distribución, y Causas Externas a la Distribución, entendiéndose por estas últimas a todas las interrupciones originadas en las instalaciones de otro prestador del servicio de distribución o transporte, sus propias redes que cumplan la función de transporte en Alta Tensión, o las referentes al sistema de generación.

A estos efectos se considerarán los niveles de tensión de suministro definidos en el SUBANEXO A "RÉGIMEN TARIFARIO Y NORMAS DE APLICACIÓN DEL CUADRO TARIFARIO".

En caso de superarse los límites establecidos para cada indicador, discriminado por Causas Propias De Distribución, y Causas Externas a la Distribución, corresponderá la aplicación de las sanciones previstas en el punto 5.5.2.

Se indica a continuación un cuadro de causas de interrupción, las cuales deberán tener un código para su agrupamiento y cómputo.

PROPIAS DE DISTRIBUCION	FORZADAS	Climáticas
		Ambientales
		Terceros
		Propias Red MT
		Red de BT
		Cliente MT
		Otras
	PROGRAMADAS	Mantenimiento
		Ampliaciones
		Maniobras
		Otras
EXTERNAS A LA DISTRIBUCION.		Sistema propio de Transporte en AT
		Otro prestador de Distribución
		Otro prestador de Transporte
		Sistema de Generación
		Restricción de carga
		Otras

Para el cálculo de los indicadores se computarán tanto las interrupciones como el déficit en el abastecimiento originado en los sistemas de generación y transporte. Solo se excluirán del cómputo aquellas interrupciones que tengan origen en causas de fuerza mayor las cuales deberán ser acreditadas en los tiempos y mediante los procedimientos aprobados por el **Organismo de Control**.

EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) hará presentaciones semestrales al **Organismo de Control** con los

resultados de su gestión en el semestre inmediato anterior, especificando las interrupciones y los indicadores de control resultantes y el monto de las sanciones en caso de corresponder. El **Organismo de Control** podrá auditar cualquier etapa del proceso de determinación de indicadores, como así también exigir presentaciones periódicas de los registros de interrupciones.

A los efectos del control, EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) efectuará presentaciones mensuales al **Organismo de Control** con los registros de las interrupciones efectuadas.

Los indicadores que se calcularán son:

- Indices de interrupción por KVA nominal instalado (frecuencia media de interrupción - FMIK y duración media de interrupción - DMIK).

- Indices de interrupción adicionales (frecuencia media de interrupción por transformador - FMIT, duración media de interrupción por transformador - DMIT, tiempos totales de primera y última reposición y energía media indisponible).
- Indices de interrupción por cada 100 Km de línea y 100 Centros de Transformación MT/BT

Los índices de interrupción por KVA serán los controlados. El resto se determinará con fines estadísticos.

En caso de excederse de los límites alguno de los indicadores controlados, se calculará la Energía No Suministrada para la determinación de la sanción.

A continuación se describen los indicadores, el método de cálculo y los valores admitidos.

3.1.1. Indices de Interrupción por KVA Nominal Instalado

Los índices a calcular tanto para Causas Propias de Distribución como para Causas Externas a la Distribución, son los siguientes:

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

b) DMIK - **Duración media de interrupción por KVA** instalado (en un período determinado representa el tiempo medio en que el KVA promedio no tuvo servicio).

Se calcularán de acuerdo a las siguientes expresiones:

a) $FMIK = \sum_i kVAfs_i / kVAinst$

donde:

$\sum_i$: sumatoria de todas las interrupciones del servicio por la causa considerada, en el semestre que se está controlando.

$kVAfs_i$: cantidad de KVA nominales fuera de servicio en cada una de las interrupciones i.

$kVAinst$: cantidad de KVA nominales instalados.

b) $DMIK = \sum_i kVAfs_i \times Tfs_i / \sum_i kVA\,fs_i$

donde:

Tfs_i: Tiempo que han permanecido fuera de servicio los KVA nominales KVAfs, durante cada una de las interrupciones i.

Los valores límite admitidos para estos índices, que se discriminan en función de las causas de la interrupción, de la subetapa correspondiente, son los siguientes:

SUB ETAPA	CAUSA	INDICE	SERVICIO DE DISTRIBUCION A	SERVICIO DE DISTRIBUCION B
	PROPIAS DE	LFMIKP	6	8
1	DISTRIBUCION	LDMIKP	1.5	1.7
		Ksf	1.00	1.00
		Ksd	1.00	1.00
	EXTERNAS A LA	LFMIKE	7	7
	DISTRIBUCION	LDMIKE	2	2
		Ksf	1.00	1.00
		Ksd	1.00	1.00
	PROPIAS DE	LFMIKP	5	7
2	DISTRIBUCION	LDMIKP	1.3	1.5
		Ksf	1.20	1.14
		Ksd	1.15	1.13
	EXTERNAS A LA	LFMIKE	6	6
	DISTRIBUCION	LDMIKE	1.3	1.3
		Ksf	1.16	1.16
		Ksd	1.54	1.54
	PROPIAS DE	LFMIKP	4	5
3	DISTRIBUCION	LDMIKP	1.1	1.3
		Ksf	1.5	1.60
		Ksd	1.36	1.31
	EXTERNAS A LA	LFMIKE	4	4
	DISTRIBUCION	LDMIKE	1.2	1.2
		Ksf	1.75	1.75
		Ksd	1.66	1.66

donde:

Servicio de Distribución Tipo A es aquel que está vinculado a la red de transporte en alta tensión a través de la correspondiente Estación Transformadora AT/MT.

Servicio de Distribución Tipo B es aquel que está vinculado a la red de transporte en alta tensión a través del sistema de distribución interurbano y de las Estaciones de Transformación correspondiente a cada etapa.

Aquel Servicio de Distribución que posea ambas formas de conexión al sistema de Transporte se lo considerará en todos los casos como Servicio de Distribución tipo A.

En caso de haberse excedido alguno de los Índices por Causas Propias de Distribución, se determinará la Energía No Suministrada por esta causa mediante las siguientes expresiones:

a) Caso en que se excedan ambos índices:

$$ENSp = (FMIKp \times DMIKp - LFMIKp \times LDMIKp) \times ETF / 4380$$

b) Caso en que se exceda el índice FMIKp:

$$ENSp = (FMIKp \times LDMIKp - LFMIKp \times LDMIKp) \times Ksd \times ETF / 4380$$

c) Caso en que se exceda el índice DMIKp:

$$ENSp = (LFMIKp \times DMIKp - LFMIKp \times LDMIKp) \times Ksf \times ETF / 4380$$

donde:

ENSp : Energía No Suministrada por causas propias, en KWh

ETF: Energía Total facturada en el semestre de control, en KWh

Ksd : Coeficiente de subetapa para el índice D

Ksf : Coeficiente de subetapa para el índice F

En caso de haberse excedido alguno de los Índices por Causas Externas a la Distribución, se determinará la Energía No Suministrada por ésta causa mediante las siguientes expresiones:

a) Caso en que se exceda ambos índices:

$$ENSe = (FMIKe \times DMIKe - LFMIKe \times LDMIKe) \times ETF / 4380$$

b) Caso en que se exceda el índice FMIKe:

$$ENSe =(FMIKe \times LDMIKe - LFMIKe \times LDMIKe) \times Ksd \times ETF / 4380$$

c) Caso en que se exceda el índice DMIKe:

$$ENSe = (LFMIKe \times DMIKe - LFMIKe \times LDMIKe) \times Ksf \times ETF / 4380$$

donde:

ENSe : Energía No Suministrada por causas externas, en KWh

ETF : Energía Total facturada en el semestre de control, en KWh

Ksd : Coeficiente de subetapa para el índice D

Ksf : Coeficiente de subetapa para el índice F

Los valores de Energía no suministrada serán utilizados para la determinación de las sanciones de acuerdo a lo indicado en el punto 5.5.2.

3.1.2. Indices de Interrupción Adicionales

Complementariamente a los indicadores controlados descriptos en el punto 3.1.1., EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) deberá calcular los indicadores adicionales que aquí se indican tanto para Causas Propias del Sistema de Distribución, como para Causas Externas a la Distribución, e informar al **Organismo de Control** sobre los resultados semestrales. No se fijarán límites o topes para ellos, ni generarán la aplicación de sanciones.

Se considerará como primera reposición a la primer maniobra sobre la red afectada por una interrupción que permite restablecer el servicio en parte o la totalidad de la misma.

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

Se calcularán los siguientes índices :
a) FMIT - **Frecuencia media de interrupción por transformador** instalado (en un período determinado representa la cantidad de veces que el transformador promedio sufrió una interrupción de servicio). Se calculará de acuerdo a la siguiente expresión:

$$FMIT = \sum_i Qfs_i / Qinst$$

donde:

$\sum_i$: sumatoria de todas las interrupciones del servicio por la causa considerada, en el semestre que se está controlando.

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

$Qinst$: cantidad de transformadores instalados.

b)DMIT - **Duración media de interrupción por transformador** instalado (en un período determinado representa el tiempo medio en que el transformador promedio no tuvo servicio). Se calculará mediante la siguiente expresión:

$$DMIT = \sum_i Qfs_i \times Tfs_i / \sum_i Qfs_i$$

donde:

$\sum_i$: sumatoria de todas las interrupciones del servicio por la causa considerada, en el semestre que se está controlando.

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

$Qinst$: cantidad de transformadores instalados.

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

c) TPRT - **Tiempo medio de primera reposición por transformador**. Se calculará considerando solamente los transformadores repuestos al servicio, a posteriori de la interrupción, en la primera maniobra de reposición de acuerdo a la siguiente expresión:

$$TPRT = \sum_i Qrsp_i \times Tfsp_i / Qinst$$

donde:

$\sum_i$: sumatoria de todas las interrupciones del servicio por la causa considerada, en el semestre que se está controlando.

$Qrsp_i$: cantidad de transformadores repuestos al servicio en la primera reposición, en cada una de las interrupciones i.

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

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

$$TPRK = \sum_i kVArsp_i \times Tfsp_i / \sum_i kVArsp_i$$

donde:

$\sum_i$: sumatoria de todas las interrupciones del servicio por la causa considerada, en el semestre que se está controlando.

$kVArsp_i$: cantidad de KVA nominales repuestos al servicio en la primera reposición, en cada una de las interrupciones i.

$Tfsp_i$: Tiempo fuera de servicio de los KVA nominales repuestos al servicio en la primera etapa de reposición, en cada una de las interrupciones i.

e) TURT - **Tiempo medio de última reposición por transformador**. Se calculará considerando solamente los transformadores involucrados en la última reposición que permite reponer el servicio a todos los clientes afectados por la interrupción del suministro, de acuerdo a la siguiente expresión:

$$TURT = \sum_i Qrsu_i \times Tfsu_i / \sum_i Qrsu_i$$

donde:

$\sum_i$: sumatoria de todas las interrupciones del servicio por la causa considerada, en el semestre que se está controlando.

$Qrsu_i$: cantidad de transformadores repuestos al servicio con la última reposición, en cada interrupción i.

$Tfsu_i$: Tiempo fuera de servicio de los transformadores repuestos al servicio con la última reposición, en cada interrupción i.

f) TURK - **Tiempo medio de última reposición por KVA nominal**. Se calculará considerando solamente los KVA nominales involucrados en la última reposición que permite restablecer el servicio a todos los clientes afectados por la interrupción del suministro, de acuerdo a la siguiente expresión:

$$TURK = \sum_i kVArsu_i \times Tfsu_i / \sum_i kVArsu_i$$

donde:

$\sum_i$: sumatoria de todas las interrupciones del servicio por la causa considerada, en el semestre que se está controlando.

$kVArsu_i$: cantidad de KVA nominales repuestos al servicio con la última reposición, en cada interrupción i.

$Tfsu_i$: Tiempo fuera de servicio de los KVA nominales repuestos al servicio con la con la última reposición, en cada interrupción i.

1208

g) ENI - **Energía nominal indisponible.**

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

$$ENI = \sum_i kVAfs_i \times Tfs_i$$

donde:

$\sum_i$: sumatoria de todas las interrupciones del servicio por la causa considerada, en el semestre que se está controlando.

$kVAfs_i$: cantidad de KVA nominales fuera de servicio en cada una de las interrupciones i.

Tfs_i: Tiempo que han permanecido fuera de servicio los KVA nominales kVAfs, durante cada una de las interrupciones i.

3.1.3. Indices de Interrupción por cada cien (100) km de línea y cien (100) Centros de Transformación MT/BT

EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) calculará un índice de interrupción por cada cien (100) km de línea aérea rural, línea aérea urbana, y red subterránea. Asimismo determinará un índice de interrupción por cada 100 Centros de Transformación MT/BT.

3.1.4. Indices para Usuarios con suministros en Media y Alta Tensión

Para el caso de clientes cuyo suministro sea realizado en el nivel de Media Tensión o uno superior no se aplicarán los indicadores globales descriptos anteriormente, sino que se controlará la calidad de servicio en función de indicadores individuales de acuerdo a lo descripto en el punto 3.2. para la ETAPA DE REGIMEN, siendo los límites admisibles para esta ETAPA DE TRANSICION los siguientes.

USUARIO	LIMITE SEMESTRAL	SERVICIO DE DISTRIBUCION A	SERVICIO DE DISTRIBUCION B
SUMINISTRO EN RED DE A.T.	FRECUENCIA	3,0	-
	DURACION	2,0	-
SUMINISTRO EN RED DE M.T.	FRECUENCIA	5,0	6,0
	DURACION	3,0	3,0

FRECUENCIA: Límite de Frecuencia de Interrupciones en el semestre.

DURACION: Límite de tiempo admisible por interrupción en horas.

Si en el semestre controlado, algún cliente sufriera más interrupciones que las admisibles, o estuviera sin suministro mas tiempo que el preestablecido, se calculará la Energía No Suministrada en función del consumo del cliente durante el semestre de control, de acuerdo a la siguiente expresión:

$$ENS_u = (\sum_i DIfsi) \times ETF_u / 4380$$

ENS_u : Energía No Suministrada al cliente en KWh

ETF_u: Energía Total facturada al cliente en el semestre de control, en KWh

$DIfs_i$: Duración de cada interrupción (i) en horas

A los efectos del cálculo del tiempo total de interrupción interviniente en la expresión anterior, se tomará en cuenta lo siguiente:

Sobre la base del total de las interrupciones acontecidas en el perìodo de medición, se reconocerán las N primeras interrupciones cuya duración esté por debajo del límite de tiempo fijado, es decir, no se las considerará a los efectos del cálculo de la penalización.
Siendo N y el límite de tiempo fijado, los correpondientes a Frecuencia y Duración de la tabla anterior, para cada tipo de Servicio de Distribución.

Los valores de Energía No Suministrada serán utilizados para la determinación de sanciones de acuerdo a lo indicado en el punto 5.5.2.

En el caso de tratarse de clientes de la función técnica de transporte solo se computarán las interrupciones que tengan origen en causas propias de distribución y en el sistema propio de transporte en alta tensión.

3.2. Calidad del Servicio Técnico en la Etapa De Régimen

Durante la ETAPA DE REGIMEN, la calidad del servicio técnico se controlará al nivel de suministro a cada cliente, debiendo disponer EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) de los sistemas que posibiliten la gestión de la totalidad de la red, y la adquisición y procesamiento de información de forma tal de asegurar los niveles de calidad, y la realización de controles previstos para la presente etapa.

Se computarán la totalidad de las interrupciones que afecten a los clientes, siendo los valores máximos admitidos para esta etapa, para cada cliente, los siguientes:

USUARIO	LIMITE SEMESTRAL	SERVICIO DE DISTRIBUCION A	SERVICIO DE DISTRIBUCION B
SUMINISTRO EN RED DE A.T.	FRECUENCIA	3,0	-
	DURACION	1,0	-
SUMINISTRO EN RED DE M.T.	FRECUENCIA	4,0	5,0
	DURACION	2,0	2,0
SUMINISTRO EN RED DE B.T.	FRECUENCIA	5,0	6,0
	DURACION	3,0	3,0

FRECUENCIA: Límite de Frecuencia de Interrupciones en el semestre.

DURACION: Límite de tiempo admisible por interrupción en horas.

Si en el semestre controlado, algún cliente sufriera más interrupciones que las admisibles, o estuviera sin suministro mas tiempo que el preestablecido, se calculará la Energía No Suministrada en función del consumo del cliente durante el semestre de control, de acuerdo a la siguiente expresión:

$$ENS_u = (\sum_i DIfs_i \times Ki) \times ETF_u / 4380$$

ENS_u : Energía No Suministrada al cliente en KWh

ETF_u: Energía Total facturada al cliente en el semestre de control, en KWh

$DIfs_i$: Duración de cada interrupción (i) en horas

Ki : Factor representativo de las curvas de carga de cada categoría tarifaria. Tendrá valores comprendidos entre 0.5 y 1.5.

A los efectos del cálculo del tiempo total de interrupción interviniente en la expresión anterior, se tomará en cuenta lo siguiente:
Sobre la base del total de las interrupciones acontecidas en el perìodo de medición, se reconocerán las N primeras interrupciones cuya duración esté por debajo del límite de tiempo fijado, es decir, no se las considerará a los efectos del cálculo de la penalización.

Siendo N y el límite de tiempo fijado, los correpondientes a Frecuencia y Duración de la tabla anterior, para cada tipo de Servicio de Distribución.

El *Ki* tendrá un valor para cada hora del día y será determinado por el **Organismo de Control,** luego que EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) realice las mediciones y obtenga la

curva de carga para cada tarifa durante la Etapa de Transición. Todo lo concerniente a la determinación de las curvas de carga, será acordado entre el **Organismo de Control** y EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias).

Los valores de Energía No Suministrada serán utilizados para la determinación de sanciones de acuerdo a lo indicado en el punto 5.5.2.

En el caso de tratarse de clientes de la función técnica de transporte solo se computarán las interrupciones que tengan origen en causas propias de distribución y en el sistema propio de transporte en alta tensión.

El sistema de gestión de red, que deberá disponer EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) , y que permita asegurar la calidad del servicio técnico a nivel del suministro al cliente, deberá como mínimo almacenar la siguiente información :

- Datos de las interrupciones de la red, indicando inicio y fin de la mismas, equipos afectados, y equipos operados a consecuencia de la interrupción a fin de reponer el suministro (modificaciones transitorias al esquema operativo de la red).

- Esquema de alimentación de cada cliente, de forma tal que permita identificar los clientes afectados ante cada interrupción en cualquier punto de la red. La información deberá contemplar las instalaciones que abastecen a cada cliente con el siguiente grado de agregación.

    - alimentador BT
    - centro de transformación MT/BT
    - alimentador MT
    - transformador AT/MT
    - subestación AT/MT
    - red AT

El sistema deberá permitir el intercambio de información con los archivos de facturación, de forma tal de posibilitar el cálculo de la energía no suministrada a cada uno de los clientes a los efectos de la aplicación de las sanciones señaladas en el punto 5.5.2. del presente.

4. CALIDAD DEL SERVICIO COMERCIAL

EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) deberá extremar sus esfuerzos para brindar a sus clientes una atención comercial satisfactoria, facilitando las tramitaciones que deban realizar los clientes, atendiendo y dando adecuada solución a las reclamaciones recibidas, y disponiendo de un centro de atención telefónica para la recepción de reclamos por falta de suministro las veinticuatro (24) horas del día.

Para el cumplimiento de lo enunciado precedentemente deberán ajustarse, a partir del inicio de la ETAPA DE TRANSICION con lo indicado en el presente punto 4., debiendo durante la ETAPA DE PRUEBA poner en marcha los mecanismos y ajustarlos con el **Organismo de Control** hasta su aprobación.

Al inicio de la ETAPA DE REGIMEN EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) deberá haber implementado sistemas de telegestión de trámites comerciales para perfeccionar la atención al público y reducir la afluencia del mismo a los Locales de Atención.

A partir del inicio de la ETAPA DE PRUEBA, EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) deberá presentar informes trimestrales, con desagregación mensual, sobre los parámetros comerciales indicados en 4.2. Tratamiento de Reclamaciones, 4.4. Conexiones, 4.5. Facturación Estimada, 4.6. Suspensión del Suministro por Falta de Pago, y 4.7. Quejas.

En los casos en que se verifiquen apartamientos en estos parámetros con los especificados, EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) otorgará un crédito a los clientes afectados en concepto de multa por incumplimiento de acuerdo a lo previsto en el punto 5.5.3. Estas multas se reintegrarán a los clientes afectados en la próxima factura emitida, quedando a cargo del **Organismo de Control** la verificación del cumplimiento de lo dispuesto.

4.1. Locales de Atención al Público

Los locales de atención al público deberán ser acondicionados y estructurados a fin de posibilitar una atención adecuada, evitando demoras excesivas, y la acumulación de público.

En los mismos deberá existir personal que oriente al cliente sobre el trámite a realizar, y deberán estar disponibles el Reglamento de Suministro y Conexión, el Cuadro Tarifario vigente, el Libro de Quejas, y el presente Subanexo Normas de Calidad del Servicio Público y Sanciones, existiendo en todos los casos indicaciones en lugares visibles sobre la disponibilidad de los mismos.

Los Locales de Atención al Público deberán contar con un horario de atención no inferior a siete (7) horas diarias. EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) podrá habilitar también otros locales de atención con la modalidad y horarios que considere necesario.

En el caso de localidades con un número de clientes inferior a cinco mil (5000), EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) podrá aplicar una modalidad y horario de atención diferentes, previamente acordadas con el **Organismo de Control.**

4.2. Tratamiento de Reclamaciones

Toda reclamación de los clientes por cualquier deficiencia en la prestación del servicio, en cualquiera de sus aspectos, deberá ser recepcionada entregando un comprobante de la reclamación efectuada en el que deberá constar un código correlativo que permita su identificación, la fecha de recepción, el motivo de la misma, el nombre del cliente, y una fecha estimada de solución o respuesta.

La totalidad de las reclamaciones deberán registrarse en un sistema informático auditable que permita efectuar un seguimiento de las mismas hasta su resolución y respuesta al cliente.

Toda reclamación deberá recibir una respuesta por escrito dentro de los treinta (30) días hábiles administrativos de recibida. En los casos en que la resolución del problema no pueda realizarse en dicho lapso, se indicará la fecha de solución del inconveniente, y los motivos que originaron el retraso.

En los casos de reclamaciones en segunda instancia, ya sea que las mismas provengan a través del **Organismo de Control**, o directamente de los clientes, se deberá dar respuesta a la misma dentro de los quince (15) días hábiles de recibida.

Los reclamos por falta de suministro, no requerirán de respuesta escrita debiéndose cumplir con el registro especificado precedentemente y con la entrega del código correlativo.

Para el caso de reclamaciones por posibles errores de facturación (excluida la estimación), se deberá tener resuelto su reclamo en un plazo máximo de quince (15) días hábiles y el error no deberá repetirse en las sucesivas facturaciones. Si así ocurriese, el **Organismo de Control** podrá disponer la aplicación de penalidades.

Durante la ETAPA DE REGIMEN el plazo establecido precedentemente en este punto se reducirá a diez (10) días hábiles.

EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) presentará en un informe trimestral, la cantidad de reclamaciones recibidas durante el trimestre, discriminadas por causa según lo acordado con el **Organismo de Control**, y los tiempos medios de resolución de los mismos. Conjuntamente deberá presentar un registro informático detallado, para los casos en los cuales se ha excedido en los plazos establecidos precedentemente para la solución del inconveniente, indicando los datos del cliente afectado, motivo de la reclamación, tiempo transcurrido hasta la solución del problema, motivos que originaron la demora, y monto en concepto de multa por incumplimiento, calculado de acuerdo a lo especificado en el punto 5.5.3. .

4.3. Emisión de Facturas

EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) deberá emitir facturas basadas en lecturas reales. En las mismas se deberán especificar, por período tarifario, las magnitudes físicas de consumo, y las contratadas,

los cargos fijos, por potencia y energía, eventuales penalizaciones al cliente por incumplimiento de las condiciones de suministro con el pactadas (por ejemplo bajo factor de potencia), y una discriminación de las cargas impositivas correspondientes, como así también la fecha de vencimiento de la próxima facturación.
Se deberá prever la inclusión de leyendas que permitan identificar los motivos de las sanciones y multas por incumplimientos aplicadas por el **Organismo de Control**, las que deberán ser acordadas con este último durante la ETAPA PRELIMINAR.

En el dorso de la factura se deberán indicar los lugares o intituciones habilitadas al cobro de la misma, la dirección, teléfono de los Locales de Atención al Público, y horario de atención, el Número de Teléfono para la recepción de reclamos por falta de suministro, y una leyenda a acordar con el **Organismo de Control** indicando la dirección y teléfono donde es posible efectuar una reclamación en segunda instancia.

El cliente deberá disponer de la factura en el domicilio que a tal fin constituya, con un anticipación al vencimiento de la misma de por lo menos cuatro (4) días hábiles administrativos.

4.4. Conexiones

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

Solicitada la conexión de un suministro y realizadas las tramitaciones y pagos pertinentes, EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) deberá proceder a la conexión del mismo dentro de los plazos indicados a continuación. El plazo contará a partir de la fecha de efectivizado el pago salvo en los casos en que el mismo se complete a posteriori de realizada la conexión, en los cuales se contabilizará a partir del último trámite administrativo que posibilite la realización de la misma.

a) ***Sin modificaciones a la red existente***

ETAPA PRELIMINAR, PRUEBA Y TRANSICION:

- Hasta 10 KW siete (7) días hábiles,
- Mas de 10 KW, y hasta 50 KW quince (15) días hábiles,
- Mas de 50 KW a convenir con el cliente.
- Recolocación de medidores tres (3) días hábiles.

ETAPA DE REGIMEN:

- Hasta 10 KW cinco (5) días hábiles,
- Mas de 10 KW, y hasta 50 KW diez (10) días hábiles,
- Mas de 50 KW a convenir con el cliente.
- Recolocación de medidores uno (1) día hábil.

b) ***Con modificaciones a la red existente***

ETAPA PRELIMINAR, PRUEBA Y TRANSICION:

- Hasta 10 KW, conexión aérea: treinta (30) días hábiles.
- Hasta 10 KW, conexión subterránea: cuarenta y cinco (45) días hábiles.
- Mas de 10 KW a convenir con el cliente.

ETAPA DE REGIMEN:

- Hasta 10 KW, conexión aérea: quince (15) días hábiles.
- Hasta 10 KW, conexión subterránea: treinta (30) días hábiles.
- Mas de 10 KW a convenir con el cliente.

Para los pedidos de conexión cuyos plazos sean a convenir con el cliente, en caso de no llegar a un acuerdo, éste podrá plantear el caso ante el **Organismo de Control**, quién resolverá en base a la información técnica que deberá suministrar EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) , resolución que será inapelable y pasible de sanción en caso de incumplimiento.

EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) presentará un informe trimestral sobre la cantidad de conexiones realizadas agrupadas por tarifa, por banda de potencia, y por casos en que es necesaria o no la modificación de la red. En todos los casos se especificarán los tiempos medios de ejecución. Para los casos en que se excedieran los tiempos admisibles, deberá presentar un registro informático indicando los datos del solicitante afectado, fecha de concreción del pedido, características técnicas del suministro solicitado, fecha de conexión, y monto en concepto de multa por incumplimiento, calculado de acuerdo a lo especificado en el punto 5.5.3. Igual información se deberá remitir para las recolocaciones de medidores.

4.5. Facturación Estimada

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

Para los clientes cuya categoría tarifaria prevé la facturación en forma bimestral, no podrán emitirse, para cada uno de ellos, más de dos (2) facturaciones estimadas durante un (1) año calendario. Asimismo no podrán efectuarse para idéntico período, más de tres (3) estimaciones para los clientes encuadrados en otras categorías tarifarias.

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

EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) presentará un informe trimestral sobre la cantidad de facturas emitidas por categoría tarifaria, y los porcentajes de estimaciones realizados, discriminando por motivo de estimaciones y por tarifa. Asimismo deberán indicar el número de casos que acumulen, al mes respectivo, una cantidad mayor de estimaciones sucesivas que las admisibles.

Para los casos en que se registraran mayor cantidad de estimaciones que las admisibles, deberán presentar un registro informático indicando los datos del cliente afectado, energía estimada, cantidad de estimaciones y monto en concepto de multa por incumplimiento, calculado de acuerdo a lo especificado en el punto 5.5.3.

4.6. Suspensión del Suministro por Falta de Pago

EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) deberá comunicar fehacientemente al cliente antes de efectuar el corte del suministro de energía eléctrica motivado por la falta de pago en término de las facturas.

A partir del momento en que el cliente abone las facturas adeudadas, más los recargos que correspondieran, EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) deberá restablecer la prestación del servicio público dentro de las cuarenta y ocho (48) horas hábiles de haberse efectivizado el pago.

EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) deberá consignar en medio informático, un registro diario de los clientes a quienes se les haya cortado el suministro por falta de pago, como así también registrar los restablecimientos de servicio efectuados, especificando la fecha y hora de ejecución. Asimismo se deberá registrar la fecha, hora y monto abonado por el cliente al momento de solicitar el restablecimiento del suministro.

Cuando el cliente no abone en los Locales de Atención al Público del DISTRIBUIDOR, el **Organismo de Control** determinará el modo correcto de estimar la hora de solicitud del restablecimiento.

EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) presentará en un informe trimestral, la cantidad de cortes efectuados durante el trimestre, indicando los tiempos medios de restitución del suministro a posteriori de efectivizado el pago. Conjuntamente deberá presentar un registro informático detallado, para los casos en los cuales se ha excedido en los plazos establecidos precedentemente para la restitución del suministro, indicando los datos del cliente afectado, tiempo transcurrido hasta la restitución del suministro , y monto en concepto de multa por incumplimiento, calculado de acuerdo a lo especificado en el punto 5.5.3.

4.7. Quejas

EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) pondrá a disposición del cliente en cada centro de atención comercial un "libro de quejas", foliado y rubricado por el **Organismo de Control**, donde el cliente podrá asentar sus observaciones, críticas o reclamos con respecto al servicio.

Las quejas que los clientes formulen deberán ser remitidas por EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) al

Organismo de Control con la información ampliatoria necesaria, en los plazos y con las formalidades estabecidas por el **Organismo de Control.**

EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias)presentará un informe trimestral, indicando la cantidad de quejas recibidas, agrupándolas según lo acordado con el **Organismo de Control** durante la ETAPA PRELIMINAR.

5. SANCIONES

5.1. Introducción

El **Organismo de Control** dispondrá la aplicación de sanciones, cuando el EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) no cumpla con las obligaciones emergentes del Contrato de Concesión, Licencias Técnicas, sus anexos y la ley provincial N° 11.769 (MARCO REGULATORIO ELECTRICO DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES).

El objetivo de la aplicación de sanciones económicas es orientar las inversiones de EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) hacia el beneficio de los clientes, en el sentido de mejorar la calidad en la prestación del servicio público de electricidad.

En los casos en que, a juicio de EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) el incumplimiento sea motivado por caso de fuerza mayor o caso fortuito, este deberá efectuar una presentación al **Organismo de Control** solicitando que el mismo no sea motivo de sanciones. La presentación deberá contener la documentación probatoria correspondiente a fin de acreditar las causas de fuerza mayor invocadas. Para el caso de incumplimiento por excederse en los indicadores por Causas Externas a la Distribución, solo se podrá invocar fuerza mayor o caso fortuito cuando el origen de la causa que motivó la interrupción así lo fuera.

En el momento en que sea necesaria la determinación de las sanciones, el criterio a seguir para la determinación de las mismas, será en base al perjuicio que le ocasiona al cliente el apartamiento de la calidad de servicio convenida, y al precio promedio de venta de la energía al cliente.

5.2. Carácter de las Sanciones

En los casos en que corresponda la aplicación de sanciones complementarias a las explicitadas en el presente punto 5., o por incumplimiento en el relevamiento y procesamiento de información, las sanciones dispuestas, además de ajustarse al tipo y gravedad de la falta, tendrán en cuenta los antecedentes generales de EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias), y en particular, la reincidencia en faltas similares a las penalizadas, con especial énfasis cuando ellas afecten a la misma zona o grupo de clientes.

EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) deberá abonar multas a los clientes en los casos de incumplimiento de disposiciones o parámetros relacionados con situaciones individuales. Una vez comprobada la infracción, el **Organismo de Control** dispondrá que se abone una multa al cliente, conforme a la gravedad de la falta, a los antecedentes de EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) y en particular a las reincidencias. Las multas individuales deberán guardar relación con el monto de la facturación promedio mensual del cliente.

El pago de la penalidad no relevará a EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) de eventuales reclamos por daños y perjuicios.

Si el valor acumulado anual de las sanciones superara el veinte por ciento (20) % de la facturación anual, ello será considerado como violación grave de los términos del Contrato de Concesión, y/o la Licencia Técnica correspondiente y autorizará al **Organismo de Control**, si éste lo considera conveniente, a la caducidad del Contrato de Concesión o Licencia Técnica.

5.3. Procedimiento de Aplicación

Complementariamente a lo dispuesto por el MARCO REGULATORIO ELECTRICO DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES (Ley 11.769), se indican a continuación lineamientos que regirán al procedimiento de aplicación de sanciones.

Cuando el **Organismo de Control** compruebe la falta de EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) en el cumplimiento de alguna de sus obligaciones, y a la brevedad posible, pondrá en conocimiento del hecho al mismo y emplazará en forma fehaciente para que en el término de diez (10) días hábiles presente todas las circunstancias de hecho y de derecho que estime correspondan a su descargo.

Si EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) no respondiera o aceptara su responsabilidad dentro de dicho plazo, el **Organismo de Control** aplicará las sanciones correspondientes, y las mismas tendrán carácter de inapelable.

Si dentro del plazo antedicho, EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) formulara descargos u observaciones, se agregarán todos los antecedentes, y se allegarán todos los elementos de juicio que se estime conveniente, y el **Organismo de Control** deberá expedirse definitivamente dentro de los quince (15) días hábiles subsiguientes a la presentación de los descargos u observaciones. En caso de resolución condenatoria, EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias), luego de hacer efectiva la multa, podrá interponer los pertinentes recursos legales.

En los casos que pudiera corresponder, EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) arbitrará los medios que permitan subsanar las causas que hubieran originado la o las infracciones, para lo cual el **Organismo de Control** fijará un plazo prudencial a fin de que se efectúen las correcciones o reparaciones necesarias. Durante ese lapso, no se reiterarán las sanciones.

Para los casos de incumplimientos a las exigencias especificadas en el punto 4. CALIDAD DEL SERVICIO COMERCIAL, EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) abonará a los clientes directamente las multas, como un crédito en la próxima factura emitida, debiendo notificar al **Organismo de Control** en los informes trimestrales correspondientes sobre los clientes afectados, montos involucrados, y devoluciones efectuadas.

Para los casos en que no sea posible la individualización de los clientes afectados, EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) ingresará las sanciones en una CUENTA DE ACUMULACIÓN. Esta cuenta será destinada exclusivamente a inversiones que eviten futuras anomalías a los clientes. En caso de tratarse de sanciones que involucren a clientes individuales, las mismas les serán reintegradas de acuerdo a los mecanismos previstos para cada caso particular, aún si el monto de la sanción fuera de poca significancia. El procedimiento deberá contar con la aprobación del **Organismo de Control.**

5.4. Vigencia de las Sanciones

Las sanciones definidas en el presente punto 5. tendrán vigencia a partir del inicio de la ETAPA DE TRANSICION, mes trece (13) contado desde la fecha de Toma de Posesión, y hasta los primeros cinco (5) años de vigencia del Contrato de Concesión.

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

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

5.5. Sanciones por Apartamientos a los límites admisibles

5.5.1. Calidad del Producto Técnico

El **Organismo de Control** aplicará sanciones a EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) cuando éste entregue un producto con características distintas a las convenidas.

Para el caso de incumplimientos en los niveles de tensión, las sanciones se calcularán en base a la valorización de la totalidad de la energía suministrada en malas condiciones de calidad, de acuerdo a lo especificado en la Tabla I para la ETAPA DE TRANSICION, y la Tabla II para la ETAPA DE REGIMEN, indicadas a continuación:

ETAPA DE TRANSICIÓN

Tabla I (a) Alta Tensión

VARIACION DE TENSION (%)	VALORIZACION DE LA ENERGIA (U$S/KWh)
$7 < \Delta U < 9$	0,020
$9 \leq \Delta U < 11$	0,060
$11 \leq \Delta U < 13$	0,125
$13 \leq \Delta U < 15$	0,345
$15 \leq \Delta U < 18$	0,720
$18 \leq \Delta U$	1,500

Tabla I (b) Media y Baja Tensión

VARIACION DE TENSION (%)	VALORIZACION DE LA ENERGIA (U$S/KWh)
$10 < \Delta U < 12$	0,020
$12 \leq \Delta U < 14$	0,040
$14 \leq \Delta U < 16$	0,250
$16 \leq \Delta U < 18$	0,775
$18 \leq \Delta U$	1,500

Tabla I (c) Suministros Rurales

VARIACION DE TENSION (%)	VALORIZACION DE LA ENERGIA (U$S/KWh)
$13 < \Delta U < 15$	0,020
$15 \leq \Delta U < 18$	0,650
$18 \leq \Delta U$	1,500

Tabla II (a) Alta Tensión

VARIACION DE TENSION (%)	VALORIZACION DE LA ENERGIA (U$S/KWh)
$7 < \Delta U < 9$	0,025
$9 \leq \Delta U < 11$	0,080
$11 \leq \Delta U < 13$	0,165
$13 \leq \Delta U < 15$	0,600
$15 \leq \Delta U < 18$	1,400
$18 \leq \Delta U$	2,000

Tabla II (b) Media y Baja Tensión

VARIACION DE TENSION (%)	VALORIZACION DE LA ENERGIA (U$S/KWh)
$8 < \Delta U < 9$	0,025
$9 \leq \Delta U < 11$	0,065
$11 \leq \Delta U < 13$	0,120
$13 \leq \Delta U < 15$	0,600
$15 \leq \Delta U < 18$	1,400
$18 \leq \Delta U$	2,000

Tabla II (c) Suministros Rurales

VARIACION DE TENSION (%)	VALORIZACION DE LA ENERGIA (U$S/KWh)
$12 \leq \Delta U < 14$	0,045
$14 \leq \Delta U < 16$	0,220
$16 \leq \Delta U < 18$	1,350
$18 \leq \Delta U$	2,000

Donde:

Δ $abs(U - Us)$: es igual al valor absoluto de la diferencia entre la tensión real del suministro (Us) y la tensión nominal (U).

Las sanciones se extenderán a posteriori del período de medición hasta que EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) demuestre en forma fehaciente, mediante la realización de un nuevo registro, que el inconveniente ha sido solucionado. La extensión de la sanción será proporcional al período de tiempo hasta que se efectúe la nueva medición que demuestre la solución del problema, efectuándose su determinación de acuerdo a la siguiente expresión :

$$SANCION = (Dpm + Dnm) \times \frac{Spm}{Dpm}$$

SANCION : Sanción en U$S a aplicar por los resultados del semestre de control

Spm : Sanción determinada para el período de medición

Dpm : Duración del período de medición en días

Dnm : Duración del período en días hasta la realización de la nueva medición contado a partir de la finalización del período de medición

Este criterio para la valorización de la extensión de la sanción se aplicará por un período de hasta ciento ochenta (180) días como máximo. Si al cabo del mismo, no se ha dado solución al inconveniente, el **Organismo de Control** podrá incrementar el monto de la misma en función de los antecedentes de cada caso particular. El valor máximo de la sanción a aplicar será el monto que surja de valorizar la totalidad de la energía suministrada con el costo de la Energía No Suministrada definido en el punto 5.5.2. para la ETAPA DE TRANSICION. El crédito otorgado al cliente en concepto de sanción no podrá superar el monto del importe de su respectiva factura. El resto del monto de la sanción será ingresado en la CUENTA DE ACUMULACIÓN mencionada en el punto 5.3. del presente Subanexo.

El crédito se efectuará en la facturación inmediatamente posterior al período de control.

Para el caso de mediciones en Centros de Transformación MT/BT o en barras de las Estaciones Transformadoras AT/MT el monto de la sanción será reintegrado como una bonificación en la facturación de los clientes afectados en forma proporcional al consumo que cada uno hubiera tenido en el semestre de control. El descuento será global, es decir que no se discriminará por tipo de cliente o tarifa. Si el monto a distribuir no fuera significativo, y no asegure un reintegro superior al equivalente a 10 KWh por cliente, valorizados de acuerdo a la Tarifa Residencial T1R, el mismo se adicionará al correspondiente a sanciones por Calidad del Servicio Técnico. En el caso que no existieran sanciones por este último concepto, el monto se ingresará en la

CUENTA DE ACUMULACIÓN mencionada en el punto 5.3. del presente Subanexo. El procedimiento deberá contar con la aprobación del **Organismo de Control.**

1208

5.5.2. Calidad de Servicio Técnico

El **Organismo de Control** aplicará sanciones a EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) cuando este preste un servicio con características técnicas inferiores a las exigidas (frecuencia de las interrupciones y duración de las mismas).

Las sanciones por apartamientos en las condiciones pactadas, dependerán de la energía no suministrada (por causas imputables al EL DISTRIBUIDOR) (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias), valorizada en base al perjuicio económico ocasionado a los clientes, de acuerdo a lo descripto a continuación para la ETAPA DE TRANSICION y la ETAPA DE REGIMEN. En ningún caso el reintegro a los clientes de las sanciones aplicadas, podrá ser superior al monto equivalente a la energía consumida durante el semestre de control, valorizada de acuerdo a su categoría tarifaria al momento de la determinación de las sanciones. En caso de tratarse de clientes de un servicio de transporte, el reintegro no podrá ser superior al cincuenta por ciento (50%) del monto que surja de valorizar el servicio de transporte prestado durante el semestre de control al momento de determinación de las sanciones.

En los casos en que al Distribuidor le correspondiera la aplicación de sanciones por Causas Externas debidas a otro Distribuidor del área provincial, podrá trasladar la parte proporcional de la sanción al Distribuidor responsable. En caso de controversias entre ambos distribuidores, el **Organismo de Control** tomará intervención y definirá cuales de las causas son de naturaleza externa al distribuidor citado en primer término. El reintegro y traslado de la sanción deberá ser efectuado al momento en que se reintegre a los clientes el importe correspondiente. La proporcionalidad de la sanción a trasladar de un distribuidor a otro se determinará según el método que a tal fin se acuerde con el **Organismo de Control** durante la ETAPA PRELIMINAR.

- Determinación de las Sanciones para la ETAPA DE TRANSICION

Para la determinación de la sanción se adoptará el valor de Energía No Suministrada, y se lo valorizará a 1,5 U$S/KWh, que representa el costo para la comunidad de esa Energía No Suministrada.

$$SANCION = (ENS_P + ENS_E) \times C_{ENS}$$

Donde:

SANCION : Sanción en U$S a aplicar por los resultados del semestre de control

ENS_P : Energía No Suministrada por Causas Propias de Distribución

ENS_E : Energía No Suministrada por Causas Externas a la Distribución

C_{ENS} : Costo de la Energía No Suministrada (1,5 U$S/KWh)

Para los clientes con suministros en Baja Tensión, las sanciones les serán reintegradas como un crédito en la facturación que éstos reciban en forma proporcional al consumo que cada uno hubiera tenido en el semestre de control. Estos descuentos se aplicarán en la facturación inmediatamente posterior al semestre controlado. El descuento será global, es decir que no se discriminará por tipo de cliente o tarifa. En los casos en que por algún motivo no sea posible el reintegro total de las sanciones, el monto restante hasta la totalidad de las mismas se ingresará en la CUENTA DE ACUMULACION mencionada en el punto 5.3. del presente Subanexo.

Los clientes cuyo suministro se efectúe en el nivel de Media Tensión o superior, recibirán de parte de EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias), un crédito en la facturación inmediatamente posterior al semestre controlado, proporcional a la energía no recibida en dicho semestre, valorizada al Costo de la Energía No Suministrada de 1,5 U$S/KWh.

$$SANCION = ENS_U \times C_{ENS}$$

Donde:

$SANCION$: Sanción en U$S a aplicar por los resultados del semestre de control

ENS_U : Energía No Suministrada al cliente en KWh

C_{ENS} : Costo de la Energía No Suministrada (1,5 U$S/KWh)

- Determinación de las Sanciones en la ETAPA DE REGIMEN

Cada cliente afectado recibirá de parte de EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias), un crédito en la facturación inmediatamente posterior al semestre controlado, proporcional a la energía no recibida en dicho semestre, valorizada de acuerdo al siguiente cuadro:

TARIFA	COSTO DE LA ENERGIA NO SUMINISTRADA
RESIDENCIAL T1R y A. PUBLICO T1AP	1,5 U$S/KWh
GENERAL T1G	1,6 U$S/KWh
MEDIANAS DEMANDAS T2	2,0 U$S/KWh
GRANDES DEMANDAS T3	2,0 U$S/KWh
PEQ. DEMANDAS RURALES T4	1,5 U$S/KWh

$$SANCION = ENS_u \times C_{ENSi}$$

ENS_u: Energía No Suministrada al cliente en KWh

1208

C_{ENSi}: Costo de la Energía No Suministrada para cada tipo de Tarifa (i)

5.5.3. Calidad de Servicio Comercial

- Tratamiento de Reclamaciones

Ante incumplimientos en los plazos establecidos para dar respuesta y solución del problema, EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) abonará al cliente una multa equivalente a 10 KWh diarios por cada día de atraso, valorizados de acuerdo a su categoría tarifaria, hasta un valor máximo equivalente a una facturación promedio del consumo registrado en las diversas facturaciones del último año.
En los casos de tratarse de reclamaciones por errores de facturación (excluida la estimación), ante el incumplimiento de lo exigido en cuanto a la atención de los reclamos de los clientes, EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) abonará a los damnificados una multa equivalente al cincuenta por ciento (50%) del monto de la facturación objeto del reclamo.

- Conexiones

Por el incumplimiento de los plazos previstos en el punto 4.4. del presente documento, EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) deberá abonar al solicitante del suministro una multa equivalente al costo de la conexión (definida en el Cuadro Tarifario), dividido dos veces el plazo previsto, por cada día hábil de atraso, hasta un máximo del valor de la conexión.

- Facturación estimada

Para los casos en que EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) emita facturas con un mayor número de estimaciones que las previstas en el punto 4.3. del presente, abonará a los clientes afectados una multa equivalente al treinta por ciento (30%) del monto de la facturación estimada.

- Suspensión del suministro de energía por falta de pago

Si el servicio no se restableciera en los plazos previstos, EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) abonará al cliente una multa del veinte por ciento (20%) del promedio mensual de consumo del último año, valorizado de acuerdo a su categoría tarifaria, por cada día o fracción excedente.

- Instalación inicial de equipo de medición

Si EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) no efectuara la instalación de los equipos de medición en el lapso de dos (2) años a partir de la fecha de la Toma de Posesión, cuando

correspondiera, de acuerdo a lo estipulado en la Introducción del **Subanexo A**, el **Organismo de Control** determinará la sanción a aplicar. 1208

El criterio a usar en la aplicación de las sanciones en Calidad de Servicio Comercial, es gradual, es decir las penalizaciones abajo definidas son valores máximos a aplicar durante cada período de gestión.
El criterio de gradualidad será el siguiente:

- Cuando existan incumplimientos por primera vez en el período de gestión, se cobrará hasta un 20 % de la penalización abajo definida.

- Cuando existan incumplimientos por segunda vez en el mismo período de gestión, se cobrará hasta un 40 % de la penalización abajo definida.

- Cuando existan incumplimientos por tercera vez en el mismo período de gestión, se cobrará hasta un 80 % de la penalización abajo definida.

- Cuando existan incumplimientos por cuarta o más veces en el mismo período de gestión, se cobrará hasta un 100 % de la penalización abajo definida.

5.6. Sanciones por incumplimientos en el relevamiento , entrega y confiabilidad de la información

5.6.1. Calidad del Producto Técnico

El no cumplimiento de las obligaciones de EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) en cuanto al relevamiento y procesamiento de los datos para evaluar la calidad del producto técnico, como así también la confiabilidad de la información entregada al Organismo de Control, dará lugar a la aplicación de sanciones, las que serán abonadas al **Organismo de Control**, quien las destinará a compensar a los clientes que sufriesen algún daño o sobrecosto por el citado incumplimiento. El monto de estas sanciones las definirá el citado Organismo en función de los antecedentes del caso, la reincidencia y gravedad de la falta. El tope anual máximo de las sanciones será el que surja de valorizar el dos por ciento (2%) de la energía anual facturada por EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) de acuerdo a lo indicado en la Tabla I (b) Media y Baja Tensión del punto 5.5.1., para una variación de tensión del trece por ciento (13%) respecto al valor nominal.

5.6.2. Calidad del Servicio Técnico

El no cumplimiento de las obligaciones de EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) , en cuanto al relevamiento, registro y procesamiento de los datos para evaluar la calidad del servicio técnico, dará lugar a la aplicación de sanciones, las que serán abonadas al **Organismo de Control**, quien las destinará a compensar a los clientes que sufriesen algún daño o sobrecosto por el citado

incumplimiento. El monto de estas sanciones las definirá el citado Organismo en función de los antecedentes del caso, la reincidencia y gravedad de la falta. El tope anual máximo de las sanciones será el que surja de valorizar el uno por ciento (1%) de la energía anual facturada de acuerdo al Costo de la Energía No Suministrada definido para la ETAPA DE TRANSICION en el punto 5.5.2.

5.6.3. Calidad del Servicio Comercial

En caso de detectarse incumplimientos en los procedimientos de registro de cualquiera de los parámetros comerciales, o en el reintegro de las multas indicadas en el punto 5.5.3., el **Organismo de Control** aplicará sanciones a EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias), las que serán destinadas a compensar a los clientes afectados, o de no ser posible su individualización se abonarán al **Organismo de Control.**

El monto de estas sanciones las definirá el **Organismo de Control** en función de los antecedentes del caso, la reincidencia y gravedad de la falta. El tope anual máximo de las sanciones será el que surja de valorizar el dos por ciento (2%) de la energía anual facturada a la tarifa CV1 de la categoría Residencial T1R.

6. OTRAS OBLIGACIONES DE EL DISTRIBUIDOR

6.1. Trabajos en la Vía Pública

Cuando EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) incurra en acciones o trabajos que afecten espacios públicos tales como calles y/o veredas, deberá ejecutar los mismos cumpliendo con las normas técnicas y de seguridad aplicables en cada caso, como asimismo reparar las calles y/o veredas afectadas para dejarlas en perfecto estado de uso; si no fuese el caso y merezca la denuncia de autoridades nacionales, provinciales o municipales o provoque la denuncia fundada por parte de vecinos o clientes, el **Organismo de Control** aplicará una sanción que estará destinada a subsanar el daño causado. Todo esto sin perjuicio de las otras sanciones o demandas ya previstas en el Contrato de Concesión.

Para los casos en que EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) efectúe instalaciones, o tendidos provisorios, los mismos deberán ser normalizados en el termino de treinta (30) días hábiles.

6.2. Construcción, Ampliación u Operación de Instalaciones

Además de las denuncias, oposiciones y sanciones que genere el no ajustarse al procedimiento establecido por la Ley 11.769 (MARCO REGULATORIO ELECTRICO DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES), el **Organismo de Control** aplicará una sanción a EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) que se destinará a subsanar el daño, vía pago a la autoridad competente.

6.3. Prestación del Servicio

Por incumplimiento de lo establecido en el Contrato de Concesión, referido a las obligaciones de EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) en cuanto a la prestación del servicio, el **Organismo de Control** aplicará una sanción que será determinada conforme a la gravedad de la falta, a los antecedentes, y en particular a las reincidencias incurridas. El tope anual máximo de la sanción será equivalente al 0,1% de la energía anual facturada valorizada a la tarifa CV1 de la categoría Residencial T1R. El **Organismo de Control** destinará esta multa a compensar a quien sufriese un daño o sobrecosto por el accionar de EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias).

6.4. Peligro para la Seguridad Pública

Con anterioridad al inicio de la ETAPA DE TRANSICION, EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) deberá presentar al **Organismo de Control** un plan de normalización de las instalaciones peligrosas existentes en la vía pública dentro de su área de prestación, si las hubiere. Dicho plan se ejecutará dentro del primer año de la ETAPA DE TRANSICION, y comprenderá la normalización de las deficiencias detectadas en Tapas de Medidores, Tapas de Fusibles, Accesos a Instalaciones Propias, distancias eléctricas, postes y cualquier otra instalación en la vía pública que presente peligro.

Por incumplimiento de lo establecido en el Contrato de Concesión, referido a las obligaciones de EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) , en cuanto al peligro para la seguridad pública derivada de su accionar, el **Organismo de Control** aplicará una sanción que será determinada conforme a la gravedad de la falta, a los antecedentes, y en particular a las reincidencias incurridas. El tope anual máximo de la sanción será el equivalente al 0,1% de la energía anual facturada valorizada a la tarifa CV1 de la categoría Residencial T1R. El **Organismo de Control** destinará esta multa a compensar a quien sufriese un daño o sobrecosto por el accionar de EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias).

6.5. Contaminación Ambiental

Por incumplimiento de lo establecido en el Contrato de Concesión, referido a las obligaciones de EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) en cuanto a la contaminación ambiental derivada de su accionar, el **Organismo de Control** aplicará una sanción que será determinada conforme a la gravedad de la falta, a los antecedentes, y en particular a las reincidencias incurridas. El tope anual máximo de la sanción será el equivalente al 0,1% de la energía anual facturada valorizada a la tarifa CV1 de la categoría Residencial T1R. El **Organismo de Control** destinará esta multa a compensar a quien sufriese un daño o sobrecosto por el accionar de EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias)

6.6. Acceso de Terceros a la Capacidad de Transporte

Por incumplimiento de lo establecido en los términos de la Ley 11.769 (MARCO REGULATORIO ELECTRICO DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES), el **Organismo de Control** aplicará una sanción a **LA PRESTADORA** que será determinada conforme a la gravedad de la falta, a los antecedentes, y en particular a las reincidencias incurridas. El tope anual máximo será equivalente al 0,1% de la facturación anual valorizada a la tarifa CV1 de la categoría Residencial T1R. El **Organismo de Control** destinará esta multa a compensar a quien sufriese un daño o sobrecosto por el accionar de EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias)

6.7. Preparación y Acceso a los Documentos y la Información

Por incumplimiento de lo establecido en el Contrato de Concesión, referido a las obligaciones de EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias), en cuanto a la preparación y acceso a los documentos y a la información, y en particular, por no llevar los registros exigidos en el Contrato de Concesión, no tenerlos debidamente actualizados, o no brindar la información debida o requerida por el **Organismo de Control** a efectos de realizar las auditorías a cargo del mismo, éste le aplicará una sanción que será determinada conforme a la gravedad de la falta, a los antecedentes, y en particular a las reincidencias incurridas. El tope anual máximo de la sanción no podrá ser superior al 0,1% de la energía anual facturada valorizada a la tarifa CV1 de la categoría Residencial T1R. El **Organismo de Control** destinará esta multa a compensar a quien sufriese un daño o sobrecosto por el accionar de EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias).

6.8. Competencia desleal y Acciones Monopólicas

Ante la realización de actos que impliquen competencia desleal y/o abuso de una posición dominante en el mercado, el **Organismo de Control** aplicará una sanción que será determinada conforme a la gravedad de la falta, a los antecedentes, y en particular a las reincidencias incurridas. El tope anual máximo de la sanción no podrá ser superior al 0,1% de la energía anual facturada valorizada a la tarifa CV1 de la categoría Residencial T1R. El **Organismo de Control** destinará esta multa a compensar a quien sufriese un daño o sobrecosto por el accionar de EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias).

SUBANEXO E

REGLAMENTO DE SUMINISTRO Y CONEXION

Este Reglamento es aplicable a los suministros brindados a los clientes encuadrados en Tarifa 1 - Pequeñas Demandas, Tarifa 2 - Medianas Demandas y Tarifa 4 - Pequeñas Demandas Rurales (T1, T2 y T4), a los clientes encuadrados en Tarifa 3 - Grandes Demandas (T3) que no hayan contratado su suministro mediante contratos especiales celebrados con EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias), y a los clientes encuadrados en Tarifa 5 - Servicio de Peaje (T5).

En el caso de los clientes con características de consumo tales que les permitan ser encuadrados en Tarifa 3 (T3), y que han pactado su abastecimiento mediante un contrato especial con EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) , las condiciones de suministro y conexión se acordarán entre las partes, respetando lo dispuesto en la Ley N° 11.769, sus normas legales complementarias, y en el **CONTRATO DE CONCESION** del cual forma parte el presente Subanexo.

Artículo 1: CONDICIONES GENERALES PARA EL SUMINISTRO.

a) Titular.
Se otorgará la **Titularidad** de un servicio de suministro de energía eléctrica a las personas físicas o jurídicas, agrupaciones de colaboración y uniones transitorias de empresas, que acrediten la posesión o tenencia legal del inmueble o instalación para el cual se solicita el suministro y mientras dure su derecho de uso.

b) Titular Precario.
Se otorgará la **Titularidad Precaria** de un servicio de suministro de energía eléctrica en los casos en que si bien no se cuenta con el título de propiedad o contrato de locación respectivo, pueda acreditarse la posesión o tenencia del inmueble o instalación para el cual se solicita el suministro, con la presentación de un certificado de domicilio, expedido por Autoridad competente o instrumento equivalente.

c) Titular Provisorio.
Cuando la energía eléctrica sea requerida para la ejecución de obras, se otorgará la **Titularidad Provisoria** al propietario del inmueble o instalación para el cual se solicita el suministro y a la

persona que ejerza la dirección de la obra, quedando ambos como responsables en forma solidaria ante EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias).

d) Titular Transitorio.

En los casos de suministros de carácter no permanente que requieran energía eléctrica para usos tales como: exposiciones, publicidad, ferias, circos, etc., se otorgará al solicitante del suministro la **Titularidad Transitoria**, debiendo presentar la habilitación correspondiente para su funcionamiento, otorgada por Autoridad Competente.

e) Cambio de Titularidad.

A los efectos de éste Reglamento los términos "cliente" y "titular" son equivalentes, sin perjuicio del derecho de EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) de poder exigir en todo momento que la titularidad de un servicio se encuadre dentro de uno de los incisos previstos en el presente artículo. Se concederá el cambio de titularidad del servicio de energía eléctrica al requeriente que se encuentre comprendido dentro de alguno de los precedentes incisos, y conserve el encuadramiento tarifario otorgado al titular anterior, limitando el uso del servicio a la potencia y condiciones técnicas propias del citado encuadramiento.

Si se comprobara que el cliente no es el titular del suministro, EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) intimará el cambio de la titularidad existente y exigirá al cliente el cumplimiento de las disposiciones vigentes. En caso de que éste no presente ante EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) la solicitud pertinente dentro de los diez (10) días hábiles administrativos, el mismo estará automáticamente habilitado para proceder al corte del suministro, con comunicación al **ORGANISMO DE CONTROL**. El titular registrado y el cliente no titular serán solidariamente responsables de todas las obligaciones establecidas a cargo de cualquiera de ellos en el presente Reglamento, incluso el pago de los consumos que se registrasen, recargos e intereses.

f) Condiciones de habilitación:

I. No registrar deudas pendientes por suministro de energía eléctrica u otro concepto resultante de este Reglamento.

II. Dar cumplimiento al Depósito de Garantía, cuando EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) así lo requiera, conforme lo establecido en le Artículo 5 inc. C de este Reglamento.

III. Abonar el derecho de conexión de acuerdo al **Cuadro Tarifario** vigente.

IV. Firmar el correspondiente formulario de solicitud de suministro o el contrato de suministro según corresponda de acuerdo al tipo de tarifa a aplicar. Firmar, si corresponde, un convenio.

V. Para los inmuebles o instalaciones nuevas destinadas a usos industriales o comerciales, acreditar la habilitación municipal correspondiente o bien que se han iniciado los trámites para la obtención de la misma.

VI. Abonar la contribución por obra en el caso que correspondiera, según lo indicado en el Artículo 12 apartado II del presente Subanexo.

g) Centro de transformación y/o maniobra - Toma primaria.
Cuando la potencia requerida para un nuevo suministro o cuando se solicite un aumento de la potencia existente y tal requerimiento o solicitud supere la capacidad de las redes existentes, o las reglas del arte lo exijan, el titular, a requerimiento de EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias), estará obligado a poner a disposición del mismo, un espacio de dimensiones adecuadas para la instalación de un centro de transformación, el que si razones técnicas así lo determinan, podrá ser usado además para alimentar la red externa de distribución concedida a EL DISTRIBUIDOR. (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) En este último caso, se deberá firmar entre el cliente y EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) un convenio estableciéndose los términos y condiciones aplicables para la instalación de dicho centro de transformación, como asimismo el monto y modalidad del resarcimiento económico que pueda acordarse.

En el caso que la alimentación al titular se efectúe desde la red de distribución, éste deberá colocar sobre el frente de su domicilio o predio, ya sea sobre la fachada del edificio, o en un pilar que deberá construir a su cargo sobre la línea municipal del terreno, la toma primaria que le será entregada por EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias).

A este respecto el titular deberá respetar las normas de instalación vigentes en la oportunidad según sean en cada caso indicadas por EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) y aprobado por **el ORGANISMO DE CONTROL**. Será a cargo del titular la provisión y colocación de la caja o cajas correspondientes destinadas a alojar los equipos de medición, respetando las normas de instalación vigentes en la oportunidad según sean en cada caso indicadas por EL DISTRIBUIDOR. (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) La revisión y el mantenimiento de los equipos de medición, incluyendo las cajas con sus correspondientes tapas y contratapas es de exclusiva responsabilidad de EL DISTRIBUIDOR. (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias)

h) Punto de suministro.
EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) hará entrega del suministro en un solo punto y únicamente por razones técnicas aprobadas por el **ORGANISMO DE CONTROL**, podrá habilitar más de un

punto de suministro, pero todos ellos en la misma tarifa que correspondería de estar unificado el suministro.

i) Tensión de suministro.
EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) deberá efectuar el suministro al cliente en la tensión correspondiente a su categoría tarifaria, según lo indicado en el Régimen Tarifario, excepto que razones técnico económicas justifiquen la alimentación en una tensión diferente. La alimentación en otra tensión que en la indicada deberá ser acordada con el cliente, y no implicará en ningún caso modificación alguna de la tarifa correspondiente. Solamente en caso de que la tensión de suministro acordada no se encuentre entre las normalizadas según el Contrato de Concesión, EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias)deberá comunicarlo al **ORGANISMO DE CONTROL**.

Unicamente en caso de necesidad técnica del cliente, y de no llegarse a un acuerdo con EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) sobre la tensión de suministro, el cliente podrá presentar su reclamo ante el **ORGANISMO DE CONTROL**. El **ORGANISMO DE CONTROL** tendrá treinta (30) días corridos para expedirse, pasado este tiempo el suministro será atendido según el criterio de EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias).

En todos los casos en que el suministro se efectúe en una tensión diferente a la indicada en el Régimen Tarifario para la categoría correspondiente, el costo de adecuación de las instalaciones para efectuarlo estará a cargo del cliente.

j) Protecciones.
EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) está facultado para proteger sus redes y equipos instalando los elementos de protección que aconsejen las "reglas del arte".

Podrá también instalar elementos limitadores para el control de excesos en la demanda convenida o contratada, y elementos de registro para mejorar su estimación del mercado y verificar las tarifas que son aplicadas, sin la autorización previa del **ORGANISMO DE CONTROL**.

Artículo 2: OBLIGACIONES DEL TITULAR Y/O CLIENTE.

a) Declaración jurada.
El cliente deberá informar con carácter de Declaración Jurada, los datos que le sean requeridos al registrar su solicitud de suministro, aportando la información que se le exija, a efectos de la correcta aplicación de este Reglamento y de su encuadre tarifario.

Asimismo, deberá actualizar dicha información cuando se produzcan cambios en los datos iniciales o cuando así lo requiera EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley

11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias), para lo cual dispondrá de un plazo no mayor de treinta (30) días hábiles administrativos.

b) Facturas.
El cliente deberá abonar las facturas dentro del plazo fijado en las mismas. La falta de pago a su vencimiento hará incurrir en mora al titular y lo hará pasible de las penalidades establecidas en este Reglamento.

Conocida la fecha de vencimiento de la factura, por figurar este dato en la anterior, de no recibir la misma con una anticipación de cuatro (4) días hábiles administrativos previos a su vencimiento, el cliente deberá solicitar un duplicado en los locales que para su atención disponga EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias).

En los casos en que a pesar de no haberse emitido o enviado la factura no se ha producido un reclamo del cliente por tal motivo, y no obstante se registrasen consumos de suministro eléctrico, el cliente deberá abonar la deuda resultante a la tarifa vigente a la fecha en que se emita la factura correspondiente.

c) Dispositivos de protección y maniobra en la instalación propia.
El cliente deberá colocar y mantener en condiciones de eficiencia a la salida de la medición y en el tablero principal los dispositivos de protección y maniobra adecuados a la capacidad y/o características del suministro, conforme a los requisitos establecidos en el "Reglamentación para la Ejecución de Instalaciones Eléctricas en Inmuebles" emitida por la Asociación Electrotécnica Argentina, o la norma que la reemplace en el futuro.

Las instalaciones propiedad del cliente o las que estén bajo su guarda, así como su utilización y mantenimiento estarán a su exclusivo cargo.
El cliente deberá disponer en sus instalaciones, a su cuidado y costo, los aparatos de protección que EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) le exija para que durante el funcionamiento de las instalaciones del cliente, fallas producidas en las mismas no ocasionen inconvenientes o daños al sistema eléctrico de EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias).

d) Instalación propia - Responsabilidades.
El cliente deberá mantener las instalaciones propias en perfecto estado de conservación, como asimismo los gabinetes y/o locales donde se encuentran instalados los medidores y/o equipos de medición deben permanecer limpios, iluminados y libres de obstáculos que dificulten la lectura de los instrumentos. Si por responsabilidad del cliente, o por haber éste aumentado sin autorización de EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) la demanda resultante de la declaración jurada que presentara al solicitar el suministro, hechos que deberán ser adecuadamente probados por EL DISTRIBUIDOR, se produjera el deterioro o destrucción total o parcial de los medidores y/o instrumentos de control de propiedad de EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias), el cliente abonará el costo

total de reparación o reposición de los mismos.

e) Comunicaciones a EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias).
Cuando el cliente advierta que las instalaciones de EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) (incluyendo el medidor), comprendidas entre la conexión domiciliaria y el primer seccionamiento posterior (tablero del cliente) a la salida del medidor, no presentan el estado habitual y/o normal deberá comunicarlo a EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) en el más breve plazo posible, no debiendo manipular, reparar, remover ni modificar las mismas por sí o por intermedio de terceros. La intervención de EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias), si resultara necesaria, no generará costo alguno para el cliente.

En cualquier oportunidad en que el cliente advirtiera la violación o alteración de alguno de los precintos deberá poner el hecho en conocimiento de EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias).

f) Acceso a los instrumentos de medición.
El cliente permitirá y hará posible al personal de EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) y/o del **ORGANISMO DE CONTROL** que acrediten debidamente su identificación como tales, el acceso al lugar donde se hallan los gabinetes de medidores y/o equipos de medición y sus instalaciones asociadas.

g) Uso de potencia.
El cliente limitará el uso del suministro a la potencia y condiciones técnicas convenidas, solicitando a EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) con una anticipación suficiente, la autorización necesaria para variar las condiciones del mismo.

h) Suministro a terceros.
El cliente no suministrará, no cederá total o parcialmente en forma onerosa o gratuita, ni venderá a terceros, bajo ningún concepto, la energía eléctrica que EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) le suministra. A solicitud de EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) o del cliente el **ORGANISMO DE CONTROL** resolverá por vía de excepción los casos particulares que se sometan a su consideración.
El no cumplimiento por parte del cliente constituye una TRANSGRESIÓN, que dará derecho a EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) a proceder a la emisión de un débito incluído en la primer factura al cliente, correspondiente a los gastos operativos por un monto que será determinado de acuerdo al Artículo 2 inciso k) del presente Subanexo.

i) Cancelación de la titularidad.
El cliente deberá solicitar la cancelación de la titularidad cuando deje de utilizar el suministro. Hasta tanto no lo haga será tenido como solidariamente responsable con el o los clientes no titulares que lo utilicen, de todas las obligaciones establecidas en el presente reglamento. Los trámites relacionados con la cancelación o cambio de titularidad serán sin cargo.

j) Perturbaciones.
El cliente utilizará la energía eléctrica provista por EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) en forma tal de no provocar perturbaciones en sus instalaciones o en las de otros clientes.

k) Transgresiones
El cliente se abstendrá de cometer cualquier tipo de TRANSGRESIÓN, entendiéndose como tal a toda falta a las obligaciones asumidas que no siendo hurto o defraudación signifique un perjuicio real o potencial para EL DISTRIBUIDOR. (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias)
Las siguientes acciones constituirán una transgresión :

- Suministro a terceros, según Artículo 2 inciso h) del presente Subanexo.
- Violación y/o alteración de precintos, según Artículo 5 inciso d) del presente Subanexo.
- Cualquier otra acción a criterio del **ORGANISMO DE CONTROL**

El **ORGANISMO DE CONTROL** establecerá para las transgresiones sus respectivas sanciones, las cuales serán determinadas en base a un valor denominado "módulo", basado en el cargo fijo que abona el cliente en su respectivo Cuadro Tarifario para la categoría en la cual se encuentra encasillado.

Artículo 3: DERECHOS DEL TITULAR.

a) Niveles de calidad de servicio.
El titular del suministro tendrá derecho a recibir de EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) la prestación del servicio de energía eléctrica de acuerdo a las Normas de Calidad del Servicio Público y Sanciones que se establecen en el pertinente Subanexo del Contrato de Concesión.

b) Control de lecturas.
Los titulares, personalmente o por sus representantes, podrán presenciar y notificarse de la intervención del personal de EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias)

c) Funcionamiento del medidor.
El titular podrá exigir a EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) su intervención en caso de supuesta

anormalidad en el funcionamiento del medidor o equipo de medición instalado para registrar su consumo, con fines de facturación.

En caso de requerir el titular un control de su medidor o equipo de medición, EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) podrá optar en primer término por realizar una verificación del funcionamiento del mismo. De existir dudas o no estar de acuerdo el titular con el resultado de la verificación, podrá solicitar el contraste "in situ".

En el caso de control de medidores o equipos de medición "in situ" se admitirá una tolerancia de más/menos dos por ciento (+/-2%) por sobre los valores estipulados en la norma IRAM 2.412 parte I y II para los medidores clase 2 y del más/menos uno por ciento (+/-1%) para los medidores clase 1, según resulten de aplicación las mismas a los medidores o equipos de medición de acuerdo a lo que al respecto se establece en el Contrato de Concesión del cual forma parte el presente Subanexo.

En caso de subsistir dudas o no estar de acuerdo el titular con el resultado del contraste "in situ" podrá exigir a EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) su nuevo contraste en un laboratorio. En ese caso se retirará el medidor o equipo de medición y se efectuará un contraste en un laboratorio de acuerdo con la norma IRAM 2.412, parte I ó II según corresponda.

Si el contraste y/o el nuevo contraste demostrara que el medidor o equipo de medición funciona dentro de la tolerancia admitida, los gastos que originara ese proceso serán a cargo del titular.

En todos los casos en que se verifique que el funcionamiento del medidor difiere de los valores admitidos conforme a lo establecido en el Contrato de Concesión, se ajustarán las facturaciones según lo establecido en el Artículo 4 inciso f) de este Reglamento y los gastos de contraste y/o nuevo contraste serán a cargo de EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias).

De no satisfacerle las medidas encaradas por EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias), el titular podrá reclamar al **ORGANISMO DE CONTROL** el control y revisión de las mismas.

Cuando correspondiere, EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) procederá a debitar al cliente el gasto por contraste en la primer factura que emita.

Los gastos del contraste se indican a continuación:

Cargos por contraste de medidores de energía :

Pequeñas Demandas

	In Situ	En Laboratorio
Medidor Monofásico	U$S 18.00	U$S 22.50
Medidor Trifásico	U$S 27.00	U$S 40.50

Medianas y Grandes Demandas

	In Situ	En Laboratorio
Medidor Trifásico	U$S 100.00	U$S 135.00

d) Reclamos o quejas.

El cliente tendrá derecho a exigir a EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) la debida atención y diligenciamiento de los reclamos o quejas que considere pertinente efectuar. EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) deberá cumplimentar estrictamente las normas que a este respecto se establecen en el **SUBANEXO D "NORMAS DE CALIDAD DEL SERVICIO PUBLICO Y SANCIONES"** del Contrato de Concesión. Sin implicar limitación, está obligado a atender, responder por escrito y solucionar rápidamente las quejas y reclamos de los titulares efectuados en forma telefónica, personal o por correspondencia. En caso de que el cliente no reciba por parte de EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) respuesta a sus quejas o reclamos, o si habiéndola recibido la misma no le resultara satisfactoria, podrá concurrir en segunda instancia al **ORGANISMO DE CONTROL**.

e) Pago anticipado.

En los casos en que las circunstancias lo justifiquen y siguiendo al efecto los procedimientos que establezca EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias), el titular tendrá derecho a efectuar pagos anticipados a cuenta de futuros consumos, tomándose al efecto como base los consumos registrados en los períodos inmediatos anteriores.

f) Resarcimiento por daños.

En el caso en que se produzcan daños a las instalaciones y/o artefactos de propiedad del cliente, provocadas por deficiencias en la calidad técnica del suministro imputables a EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias), y que no puedan ser evitados mediante la instalación en los mismos de las protecciones de norma, EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) deberá hacerse cargo de la reparación y/o reposición correspondiente, en un plazo no mayor de treinta (30) días contados desde la fecha en que EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) acepte hacerse cargo del reclamo, o de la

resolución por la cual el organismo competente indique a EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias)tal responsabilidad, o en su defecto en el plazo dispuesto por sentencia judicial de haberla.

La reparación del daño causado mencionado en el párrafo precedente no eximirá a EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) de la aplicación de las sanciones regladas en el **SUBANEXO D "NORMAS DE CALIDAD DEL SERVICIO PUBLICO Y SANCIONES"** del Contrato de Concesión.

Artículo 4 : OBLIGACIONES DE EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias).

a) Calidad de servicio.

EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) deberá mantener en todo momento un servicio con la calidad mínima indicada en el **SUBANEXO D "NORMAS DE CALIDAD DEL SERVICIO PUBLICO Y SANCIONES"** del **CONTRATO DE CONCESION**.

b) Aplicación de la tarifa.

EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) sólo deberá facturar por la energía eléctrica suministrada y/o servicios prestados, los importes que resulten de la aplicación del Cuadro Tarifario autorizado, más los fondos, tasas e impuestos que deba recaudar conforme a las disposiciones vigentes, debiendo discriminarlos en la forma que especifica el respectivo **CONTRATO DE CONCESION**.

En los casos en que el Régimen Tarifario no disponga lo contrario, la facturación deberá reflejar lecturas reales, salvo caso fortuito o de fuerza mayor, en que se podrá estimar el consumo. Las estimaciones no podrán superar los límites establecidos en el **SUBANEXO D "NORMAS DE CALIDAD DEL SERVICIO PUBLICO Y SANCIONES"** del **CONTRATO DE CONCESION**. Con la primera lectura posterior a las estimaciones realizadas dentro de tal límite, se deberá efectuar la refacturación del consumo habido entre dicha lectura y la última lectura real anterior, prorrateando dicho consumo en función de los períodos de facturación comprendidos entre las dos lecturas reales y facturando los consumos resultantes al valor tarifario vigente en cada período. EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) deberá emitir el débito o crédito resultante de la diferencia entre las facturaciones realizadas con valores estimados y la refacturación correspondiente.

c) Precintado de medidores y contratapas.

c.1) Medidores en general.

En los casos de instalación de medidores o equipos de medición en conexiones nuevas, o por reemplazo del equipo de medición anterior en conexiones existentes, éstos serán precintados

por EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) en presencia del titular. De no hacerse presente éste, se le deberá comunicar en forma fehaciente lo actuado al respecto.

c.2) Medidores con indicador de carga máxima.

En el caso de este tipo de medidores, para cuya lectura es necesario romper los precintos de la contratapa y del mecanismo de puesta a cero, EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) procederá de la siguiente manera :

- Remitirá a los clientes que tengan instalados este tipo de equipos de medición una circular por la que se les comunicará entre qué fechas se efectuará la toma de estado de los consumos, invitándolos a presenciar la operación.
- Si el titular presencia la operación, el responsable de la lectura deberá comunicar a éste los estados leídos y los precintos colocados.

d) Anormalidades.

EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) tendrá la obligación de instruir a su personal vinculado con la inspección, atención, conservación, lectura y cambio de medidores, equipos de medición, conexiones y otros, sobre su responsabilidad inexcusable de informar las anormalidades que presenten las instalaciones comprendidas entre la toma y el primer seccionamiento (tablero).

e) Facturas - Información a consignar en las mismas.

La facturación deberá realizarse suministrando la mayor información posible, con la frecuencia prevista en el Régimen Tarifario y con una anticipación adecuada. Además de los datos regularmente consignados y/o exigidos por las normas legales, en las facturas deberá incluirse:

- Fecha de vencimiento de la próxima factura.
- Lugar y procedimiento autorizado para el pago.
- Identificación de la categoría tarifaria del cliente, valores de los parámetros tarifarios (cargos fijos y variables) por período tarifario, y días de vigencia de cada uno de ellos.
- Unidades consumidas y/o facturadas en cada período tarifario.
- Detalle de los descuentos y créditos correspondientes y de las tasas, fondos y gravámenes discriminados conforme lo estipula el respectivo Contrato de Concesión.
- Sanciones por falta de pago en término, con especificación del plazo a partir del cual EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) tendrá derecho a la suspensión del suministro.
- Leyendas identificatorias de las sanciones aplicadas por el **ORGANISMO DE CONTROL**.
- Obligación del cliente de reclamar la factura en caso de no recibirla cuatro (4) días hábiles administrativos antes de su vencimiento.
- Lugares y números de teléfonos donde el cliente pueda recurrir en caso de falta o inconvenientes en el suministro.

- Lugares, números de teléfonos y horarios de atención de los locales de atención al público.
- Lugares y números de teléfonos donde el cliente pueda efectuar los reclamos en segunda instancia.

f) Reintegro de importes.
En los casos en que EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) aplicara tarifas superiores y/o facturare sumas mayores a las que correspondiere por causas a él imputables, deberá reintegrar al titular los importes percibidos de más.

En estos casos, para el cálculo del reintegro se aplicará la tarifa vigente a la fecha de comunicación de la anormalidad y abarcará el período comprendido entre tal momento y el correspondiente al inicio de tal anormalidad, plazo que no podrá ser mayor a un (1) año, con más el interés previsto en el Artículo 9 de este Reglamento y una penalidad del veinte por ciento (20%) sobre el importe básico. El reintegro debe efectuarse en un plazo máximo de diez (10) días hábiles administrativos de verificado el error.

g) Tarjeta de identificación.
EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) deberá proveer una tarjeta de identificación (con nombre de LA DISTRIBUIDORA, nombre, apellido y número de agente) para todo el personal que tenga relación con la atención a clientes. Esta tarjeta deberá ser exhibida por ese personal en forma visible sobre su vestimenta.

h) Cartel anunciador.
Sin perjuicio de otras medidas de difusión que considere apropiadas, EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) deberá fijar en un cartel o vitrina adecuada, en cada una de sus instalaciones donde se atienda al público, el Cuadro Tarifario y un anuncio comunicando que se encuentra a disposición de los clientes copias del presente Reglamento de Suministro y Conexión, transcribiendo además en el anuncio el texto completo de los artículos correspondientes a obligaciones de EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) y del cliente, y las normas de calidad de servicio resultantes del **SUBANEXO D "NORMAS DE CALIDAD DEL SERVICIO PÚBLICO Y SANCIONES"** del Contrato de Concesión. También deberá indicar en el cartel o vitrina la dirección y el número de teléfono en que los clientes pueden efectuar los reclamos en segunda instancia ante el **ORGANISMO DE CONTROL**.

i) Plazo de concreción del suministro.
Solicitada la conexión de un suministro bajo redes existentes y realizadas las tramitaciones pertinentes EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias), una vez percibido el importe correspondiente a los derechos de conexión, deberá proceder a la concreción de dicho suministro en el menor plazo

posible dentro de los límites máximos establecidos al respecto en el **SUBANEXO D "NORMAS DE CALIDAD DEL SERVICIO PÚBLICO Y SANCIONES"** del Contrato de Concesión.

1208

j) Quejas.

En cada uno de los locales donde EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) atienda al público deberá existir a disposición del mismo un Libro de Quejas, previamente habilitado por el **ORGANISMO DE CONTROL.** Deberá indicarse en un cartel o vitrina adecuada la existencia de dicho libro.

Sin perjuicio de las quejas o reclamos que los clientes deseen asentar en el referido Libro de Quejas, EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) está obligado a recibir y registrar adecuadamente las demás quejas y/o reclamos que los clientes le hagan llegar por carta o cualquier otro medio que estimen conveniente.

Todas las quejas o reclamos asentados en el Libro de Quejas deberán ser comunicadas por EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) al **ORGANISMO DE CONTROL** dentro de los diez (10) días hábiles administrativos de recibidas, siguiendo las siguientes reglas:

I .- Cuando las quejas se refieran a facturación y/o aumento de consumo, deberán acompañarse la documentación y las explicaciones que se estimen pertinentes.

II .- Cuando las quejas se refieran a medidas adoptadas por aplicación de los Artículos referidos a Derechos de EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias), Suspensión del Suministro y Corte del Suministro de este Reglamento deberá remitir copia de la respectiva documentación.

III.-Cuando la queja fuera motivada por interrupciones o anormalidades en el suministro de energía eléctrica, EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) deberá comunicarlo al **ORGANISMO DE CONTROL** dentro de las cuarenta y ocho (48) horas, mediante telex, facsímil u otro medio adecuado, indicando fecha de la misma y nombre y domicilio del cliente. Dentro de los diez (10) días hábiles administrativos deberá remitir copia de la queja y la información correspondiente.

IV.-Cuando la queja se refiere a la suspensión del suministro de energía por falta de pago y el cliente demostrara haberlo efectuado, EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) deberá restablecer el servicio dentro de las cuatro (4) horas de haber constatado el pago de el facturación cuestionada, debiendo además acreditar al cliente el diez por ciento (10%) de el facturación erróneamente objetada.

k) Atención al público.

EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) deberá mantener dentro del área geográfica de la concesión, locales apropiados para la atención al público en número y con la dispersión adecuada. En dichos locales la atención al público deberá efectuarse, en un horario uniforme para todos los locales, durante un mínimo de siete (7) horas diarias en días hábiles, que comprendan horarios de mañana y de tarde.

Deberá además mantener locales y/o servicios de llamadas telefónicas para la atención de reclamos por falta de suministro y/o emergencias, durante las veinticuatro (24) horas del día, todos los días del año. Los horarios de atención al público y los números telefónicos y direcciones donde se puedan efectuar reclamos, deberán figurar en la factura o en la comunicación que la acompañe, además del deber de EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) de proceder a su adecuada difusión.

Artículo 5: DERECHOS DE EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias)

a) Recupero de montos por aplicación indebida de tarifas.

En caso de comprobarse inexactitud de los datos suministrados por el titular, que origine la aplicación de una tarifa inferior a la que correspondiere, EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) facturará e intimará al pago de la diferencia que hubiese, dentro del plazo de cinco (5) días hábiles administrativos.

En estos casos, para el cálculo del reintegro se aplicará la tarifa vigente a la fecha de su normalización y abarcará el período comprendido entre tal momento y el correspondiente al inicio de la anormalidad, plazo que no podrá ser mayor a un (1) año, con más el interés indicado en el Artículo 9 del presente Subanexo y una penalidad del veinte por ciento (20%) sobre el importe básico.

b) Facturas impagas.

En los casos de no abonarse la factura a la fecha de su vencimiento, EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) podrá aplicar automáticamente el interés previsto en el Artículo 9 del presente Subanexo.

Sin perjuicio de lo establecido en el párrafo anterior, transcurridos quince (15) días corridos de mora (de acuerdo al SUBANEXO A, Artículos 2, 12, 21 y 24), EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) se encuentra facultado para disponer la suspensión del suministro de energía eléctrica al deudor moroso, previa comunicación con no menos de veinticuatro (24) horas de anticipación.

c) Depósito de garantía.

EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) podrá requerir del cliente la constitución de un Depósito de Garantía en los siguientes casos:

I .- Más de una (1) suspensión del suministro en el término de doce (12) meses seguidos.

II .- En el caso del Titular que no fuere propietario, podrá optar entre ofrecer como garantía de pago del suministro a EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) un depósito equivalente a un (1) período de facturación estimado, o la asunción solidaria de la obligación de pago por parte del propietario del inmueble o instalación, o de un cliente que siendo titular de un suministro, sea propietario del inmueble donde EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) le preste el servicio.

III.-En el caso del Titular Transitorio, del Titular Provisorio y del Titular Precario a que se refiere el Artículo 1 incisos b), c) y d) del presente Subanexo.

IV.-Al restablecer el suministro, cuando se haya verificado apropiación indebida de energía y/o potencia.

V .-En otros casos en que las circunstancias lo justifiquen, tales como los casos de concurso o quiebra del cliente, y con comunicación previa al **ORGANISMO DE CONTROL.**

El Depósito de Garantía será el equivalente al consumo registrado en el último período de facturación anterior a su constitución, con excepción de los considerados como no permanentes y en los casos de titulares no propietarios, en cuyo caso será fijado en base a un consumo probable de energía.

El Depósito de Garantía, o la parte del mismo que no hubiera sido imputado a la cancelación de deudas, será devuelta al titular cuando deje de serlo con más un interés equivalente a la Tasa Anual Vencida Vigente en el Banco de la Nación Argentina para descuento de documentos a treinta (30) días de plazo, dentro de los quince (15) días de formalizada la desvinculación.

d) Inspección y verificación del medidor.

Por propia iniciativa en cualquier momento EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) podrá inspeccionar las conexiones domiciliarias, las instalaciones internas hasta la caja o los precintos de los medidores o equipos de medición, como asimismo revisar, contrastar o cambiar los existentes.

En el caso de descubrirse durante la inspección o contraste, un mal funcionamiento del medidor o equipo de medición, o cualquier alteración de las instalaciones, equipos y/o precintos, EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) procederá de la siguiente manera:

I .- Si no hubiera irregularidades en la instalación o precintos, y los valores de energía no hubieran sido registrados o hubieran sido medidos en exceso o en defecto, EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) deberá emitir el crédito o débito correspondiente y/o reflejar el débito o crédito en la primera factura que emita, basándose para ello en el porcentaje de adelanto o atraso que surja del contraste del medidor, por el lapso que surja del análisis de los consumos registrados y hasta un máximo retroactivo de un (1) año, aplicando la tarifa vigente al momento de detección de la anormalidad.

II .-Si hubiera alteraciones en los precintos o en la instalación que configuren una TRANSGRESIÓN, pero no se detectara un funcionamiento anormal del equipo de medición, EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) podrá levantar un Acta de Comprobación en presencia o no del titular, con intervención de un Escribano Público y/o un funcionario del **ORGANISMO DE CONTROL** y/o la Autoridad Policial competente, de la que deberá entregarse copia al titular, si se lo hallare. Sólo después de cumplir con este requisito, EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) podrá proceder a la emisión al cliente del débito correspondiente por los gastos operativos de monto similar al establecido para la violación de precintos en el Artículo 2 del inciso d) del presente Subanexo.
Si al momento de la revisión del medidor o equipo de medición el suministro se encontrara suspendido, pero se encuentra reconectado sin mediar intervención de EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias), éste último podrá en el mismo acto y a su solo juicio proceder al retiro del medidor y el corte del suministro, sirviendo de notificación al cliente el Acta de Comprobación correspondiente.

III.-En caso de comprobarse hechos que hagan presumir alteraciones intencionales en la medición o apropiación de energía eléctrica no registrada, que configure una defraudación o estafa, EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) estará facultado a recuperar el consumo no registrado y emitir la factura complementaria correspondiente, incluyendo todos los gastos emergentes de dicha verificación y sin perjuicio de las acciones penales pertinentes, procederá del modo siguiente:

III.1.-Levantará un Acta de Comprobación en presencia o no del titular, con intervención de un Escribano Público y/o un funcionario del **ORGANISMO DE CONTROL** y/o la Autoridad Policial competente, de la que deberá entregarse copia al titular, si se lo hallare. EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) podrá proceder a la

suspensión del suministro debiéndose tomar para ello aquellos recaudos que permitan resguardar las pruebas de la anormalidad verificada o el cuerpo del delito correspondiente.

III.2.-Obtenida la documentación precedente, EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) efectuará el cálculo de la energía y/o potencia a recuperar estimando el consumo en función del equipamiento eléctrico instalado en el domicilio y una utilización lógica del mismo, establecerá su monto y emitirá la factura complementaria por ese concepto, aplicándose un recargo del cuarenta por ciento (40%) sobre el monto resultante, con más el Interés reglado en el Artículo 9 de este Reglamento. Podrá en la misma factura debitar al cliente los correspondientes gastos operativos similares a los del Artículo 5 inciso d) apartado II del presente Subanexo.

III.3.-Podrá calcularse con un lapso máximo retroactivo de hasta cuatro (4) años.

III.4.-Intimará al pago de la factura complementaria por la energía y/o potencia a recuperar. El cliente podrá efectuar un descargo si estimara que el cálculo realizado para la facturación por EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) no fuera el correcto, presentando la documentación correspondiente.

III.5.-Concluído con lo actuado, se procederá a la normalización del suministro. En el caso de haberse formulado denuncia penal, la normalización será requerida al Juez interviniente y se procederá una vez autorizada por el mismo.

III.6.-La recuperación del consumo no registrado y la pertinente emisión de la factura complementaria procederá cualquiera sea la causa de la irregularidad del funcionamiento del medidor o de alteración de la conexión o equipo de medición, exista o no intervención judicial. La facturación pertinente será efectuada a tarifa vigente al momento de emisión de la factura complementaria. El lapso entre la verificación y la emisión de la factura complementaria no podrá exceder de treinta (30) días.

III.7.-Cuando por acciones no previstas en este Reglamento, EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) se vea en la imposibilidad de normalizar la medición y mientras dure esta circunstancia, la demanda y/o consumos efectuados en ese lapso serán facturados de acuerdo con los valores que resulten de aplicar los ajustes de la demanda y/o consumos no registrados, estimados de acuerdo a lo previsto en el presente Subanexo.

IV .-En caso de conexiones directas a la red de distribución y apropiación indebida de energía eléctrica, EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) estará facultado a recuperar el consumo no registrado y emitir la factura complementaria correspondiente, incluyendo todos los gastos operativos emergentes similares a los del Artículo 5 inciso d) apartado II del presente Subanexo y sin perjuicio de las acciones penales pertinentes, EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) podrá aplicar un procedimiento similar al previsto en este Reglamento en el apartado III precedente.

IV.1.- En el caso de conexiones directas a la red de distribución efectuadas por quienes no son clientes, se eliminarán éstas y regularizará la situación del infractor en lo que hace a la titularidad según lo determina este Reglamento, para la recuperación de la demanda y/o consumo no facturados.

IV.2.- Cuando la conexión directa sea efectuada por un cliente se regularizará la instalación y se suspenderá el servicio. Si éste ya hubiera sido suspendido, EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) estará habilitado para proceder al retiro del medidor y corte del suministro.

Artículo 6: SUSPENSION DEL SUMINISTRO.

La suspensión del suministro implica la desconexión del cliente de la red de distribución, sin retiro del medidor ni de la instalación de conexión a la misma.

EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) podrá suspender el suministro de energía eléctrica en los casos y cubriendo los requisitos que se indican seguidamente.

I .- Sin darle intervención al **ORGANISMO DE CONTROL**:

I.1.-Por la falta de pago de una factura.

I.2.-Por falta de pago de la factura complementaria por recuperación de demandas y/o consumos no registrados.

I.3.-En caso de incumplimiento a lo establecido en uso de potencia y suministro de terceros, dando cuenta de ello al **ORGANISMO DE CONTROL**, dentro de los cinco (5) días hábiles administrativos de producida la suspensión. En lo relativo al uso de potencia, la suspensión sólo será efectivizada si el incumplimiento pusiera en riesgo la seguridad de las instalaciones de EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) y previo intimar fehacientemente la normalización de la anomalía.

En el caso del Apartado I.- precedente, si la falta de pago se debiera a disconformidad del titular con el monto facturado, no se podrá suspender el servicio si el titular reclama contra la factura y paga una cantidad equivalente al último consumo facturado por un período igual de tiempo al que es objeto de la factura, mientras se realizan los procedimientos tendientes a dilucidar el monto correcto de la misma. De verificarse que el monto de la factura era el correcto, respecto del saldo impago se aplicarán las disposiciones sobre mora en el pago de las facturas.

I.4.-En un todo de acuerdo a lo previsto en el Artículo 5 inciso d) apartados III y IV del presente Subanexo cuando ello correspondiera o lo prevea.

II .- Con comunicación previa al **ORGANISMO DE CONTROL**.

Cuando el titular incumpla lo establecido en Obligaciones del Titular y/o Cliente de este Reglamento. En ese caso EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) deberá intimar previamente la regularización de la anomalía en un plazo de diez (10) días hábiles administrativos.

Artículo 7: CORTE DEL SUMINISTRO.

El corte del suministro implicará el retiro de la conexión domiciliaria, y del medidor y/o equipo de medición.

EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) podrá proceder al corte en los siguientes casos:

I .- Cuando no se dé cumplimiento a lo establecido en el cambio de titularidad de este Reglamento,

II .- En los casos en que habiéndose suspendido el respectivo servicio se comprobara que el titular se haya reconectado tanto sea a través del equipo de medición, como en forma directa, a la red de distribución, previsto en el artículo 5 inciso d) apartados III y IV del presente Subanexo, cuando ello correspondiera o lo prevea.

Artículo 8: REHABILITACION DEL SERVICIO.

Los suministros suspendidos por falta de pago de las facturas emitidas, serán restablecidos dentro de las cuarenta y ocho (48) horas hábiles de abonadas las sumas adeudadas y la tasa de rehabilitación.

En los casos de suministros suspendidos, si el titular comunicara a EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) la desaparición de la causa que motivara la suspensión, dentro de las cuarenta y ocho (48) horas sin computar feriados de recibido el aviso, EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) deberá verificar la información del titular y, en su caso normalizar el suministro previo pago de la tasa de rehabilitación por parte de éste último.

En los casos de corte del suministro, a los efectos de su rehabilitación se aplicarán los tiempos, tasas y costos correspondientes a una conexión nueva, las que deberán ser abonadas por el cliente con anterioridad a la rehabilitación del suministro, sin perjuicio del pago de las deudas anteriores con EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias), en caso de existir.

Artículo 9: MORA E INTERESES.

El titular de un suministro, incurrirá en mora por el sólo vencimiento de los plazos establecidos para el pago de las respectivas facturas, sin necesidad de interpelación judicial o extrajudicial.

En consecuencia se aplicarán intereses a partir del primer día de la mora. En todos los casos, el interés resultará de aplicar la Tasa Anual Vencida Vigente en el Banco de la Nación Argentina para sus operaciones de descuento de documentos a treinta (30) días de plazo, desde la fecha de vencimiento de cada factura hasta la de efectivo pago, o la tasa de interés que establezca el **ORGANISMO DE CONTROL.**

Este sistema será aplicable a los clientes privados y también a los clientes de carácter público del Estado Nacional o Provincial y Municipios, sea cual fuere su naturaleza jurídica.

Artículo 10: ORGANISMO DE CONTROL.

El cliente tendrá derecho a dirigirse en todo momento directamente al **ORGANISMO DE CONTROL,** cuando entienda que **EL DISTRIBUIDOR** (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) no cumple con sus obligaciones y/o no respeta adecuadamente sus derechos.

Artículo 11: CESE DEL SUMINISTRO.

La relación normada por el presente Reglamento de Servicio, se extinguirá de pleno derecho en los siguientes supuestos:

- Incumplimiento de las obligaciones referidas a los artículos precedentes.
- Cambio de titularidad del cliente.-
- Decisión del cliente, previo cumplimiento de las obligaciones comerciales.-
- Por decisión fundada de EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias), previa notificación.-
- Por cambio de categoría.-
- Caso fortuito o fuerza mayor.-

Artículo 12: RÉGIMEN DE EXTENSIÓN Y AMPLIACIÓN DE REDES

A los efectos derivados de la aplicación del presente artículo, se considerarán las siguientes definiciones y zonas para la consideración de los clientes:

- Extensión: Toda intervención efectuada sobre la infraestructura eléctrica que implique incorporación de nuevas instalaciones que permitan incrementar el área geográfica servida.

- Ampliación: Toda intervención efectuada sobre la red existente, que modificando su estructura física esté destinada a aumentar su capacidad de transporte y/o transformación.

- Zona urbana: Es la zona fraccionada en manzanas en forma efectiva, definiéndose como manzana a las fracciones delimitadas por calles, con superficie no mayor de una y media (1,5) hectáreas.

- Zona sub-urbana: Se entiende por tal a la zona subdividida en macizos tipo barrio parque o de fin de semana, o fracciones delimitadas por calles, con superficie no mayores de cinco (5) hectáreas, adyacentes a la zona urbana.

- Zona rural: Queda definida como tal la zona no comprendida en las definiciones anteriores.

12.I.- Pequeñas Demandas

12.I.1.-Zonas urbana y suburbana

Los clientes con características de consumo tales que posibilitan su encuadramiento en la Tarifa 1 Pequeñas Demandas (T1R, T1RE, T1GBC y T1GAC, T1GE y T1AP), que soliciten suministro de energía eléctrica, cuya concreción haga o no necesario ejecutar una obra que implique una extensión de la red de distribución existente, deberán abonar el cargo por conexión que para cada caso establece el Cuadro Tarifario vigente.

En los casos que sea necesario EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) construirá la extensión pertinente, previo pago del cargo por conexión, pasando la obra a formar parte de la red del mismo y quedando de su propiedad.

12.I.2.-Zona Rural

12.I.2.1.-Con infraestructura eléctrica existente:

Los clientes con características tales que posibiliten su encuadramiento en la Tarifa 4 - Pequeñas Demandas Rurales, que soliciten suministro de energía eléctrica, cuya concreción se logre a partir de la conexión directa a la red existente de igual tensión a la de suministro con o sin ampliación, abonará el cargo por conexión indicado en el correspondiente Cuadro Tarifario.
En caso de tensiones diferentes, el solicitante abonará una contribución por obra similar a la del artículo 12.I.2.2.- siguiente.

12.I.2.2.-Sin infraestructura eléctrica existente:

En aquellos casos en que sea necesario ejecutar una obra que implique una extensión de la infraestructura eléctrica existente, el solicitante abonará una contribución por obra del cien por ciento (100%) del monto del presupuesto elaborado por EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) en base a valores de mercado para la totalidad de los insumos, incluida la ingeniería de proyecto. Si el cliente considera excesivo el presupuesto, puede solicitar la intervención del ORGANISMO DE CONTROL, quien deberá resolver la cuestión escuchando previamente a las partes, en un plazo de treinta (30) días hábiles administrativos. Cuando fuese necesario realizar ampliaciones el solicitante no abonará contribución por obra en este concepto.

EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) construirá la extensión pertinente, previo pago de la contribución, pasando la obra a formar parte de la red del mismo y quedando de su propiedad. EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) puede otorgar, si lo considera conveniente, un plan de pagos al

cliente para cancelar dicha contribución, cuyas cuotas se cobrarán juntamente con la factura por suministro. En este caso no será aplicable la condición de previo pago.

12.II.- Medianas Demandas, Grandes Demandas y Servicio de Peaje

Los clientes con características de consumo tales que posibilitan su encuadramiento en la Tarifa 2 Medianas Demandas, en la Tarifa 3 Grandes Demandas y Tarifa 5 Servicio de Peaje, que soliciten suministro de energía eléctrica, cuya concreción no haga necesario ejecutar una obra que implique una extensión o ampliación de la red de distribución existente, deberán abonar los cargos por conexión correspondientes indicados en el Cuadro Tarifario.

En caso que se requieran extensiones o ampliaciones, el solicitante abonará una contribución por obra similar a la del artículo 12.I.2.2.- anterior.

SUBANEXO F

CONCESIONARIOS MUNICIPALES
(AREAS DE CONCESIÓN)

Por el volúmen de los planos que componen el mismo, su contenido se encuentra en el ALCANCE 2 del expediente 2.403.-1449/97

SUBANEXO G

CONTRATO DE PRENDA DE ACCIONES CLASE "A"

CONTRATO DE PRENDA

El Poder Ejecutivo Provincial, representado por el Sr. .....,
en adelante la Concedente, por una parte, y .....,
adjudicataria de las Acciones Clase "A" de la ....
...., representada por el Sr. .....,
en adelante el Garante, celebran el presente contrato de prenda de acciones, en cumplimiento de lo dispuesto en el art. 38 del Contrato de Concesión -Anexo II- del Pliego de Bases y Condiciones de la Licitación Pública Nacional e Internacional para la venta de las acciones Clase A, Clase B y Clase C, de Central Piedra Buena S.A., Centrales de la Costa Atlántica S.A., Empresa Distribuidora de Energía Norte S.A., Empresa Distribuidora de Energía Atlántica S.A., Empresa Distribuidora de Energía Sur S.A. y Empresa de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal de la Provincia de Buenos Aires S.A. (TRANSBA S.A.), en adelante "el Pliego".

ARTICULO PRIMERO: ACCIONES PRENDADAS.

a) En garantía del cumplimiento de las obligaciones contraídas ...., en el Contrato de Concesión - Anexo II del Pliego, el Garante constituye una prenda comercial en primer grado a favor de la Concedente, por el plazo indicado en el ARTICULO QUINTO, sobre la totalidad de las acciones Clase "A" emitidas por ....., equivalentes al CINCUENTA Y UNO POR CIENTO (51%) de su capital social.

b) Las Acciones Clase "A" que el Garante pudiere adquirir durante el plazo señalado en el ARTICULO QUINTO, en ejercicio del derecho de preferencia, de acrecer o por cualquier causa, pasaran automáticamente y de pleno derecho a integrar la prenda en los términos del presente contrato y deberán ser entregadas a la Concedente, a fin de que las mantenga en su poder.

c) Las acciones comprendidas en los incisos a) y b) precedentes se denominarán, en adelante, las Acciones Prendadas.

ARTICULO SEGUNDO: Garantía.

Por medio del presente el Garante se constituye en codeudor solidario, liso, llano y principal pagador de todas las obligaciones descriptas en el inciso a) del artículo precedente, con expresa renuncia a los beneficios de excusión y división.

ARTICULO TERCERO: Posesión de las Acciones Prendadas.

a) Las acciones prendadas son entregadas por el Garante a la Concedente en este acto, conjuntamente con la firma de este contrato, sirviendo el presente de suficiente recibo.

b) Las acciones prendadas a que se refiere el inciso b) del ARTICULO PRIMERO deberán ser entregadas por el Garante a la Concedente dentro de las 48 horas de aprobarse su emisión por .....

c) No se producirán liberaciones parciales de las acciones prendadas.

ARTICULO CUARTO: Notificaciones.

En este acto se deja constancia en los libros de ..... y en las acciones de propiedad del Garante en esa sociedad, la constitución del derecho real de prenda. Asimismo ..... se notifica de los términos, alcances y modificaciones, del derecho real de prenda constituido en el presente contrato, comprometiéndose a efectuar todas las anotaciones del gravamen aludido, en las acciones que sean alcanzadas por el mismo y en los libros correspondientes.

ARTICULO QUINTO: Vigencia.

El derecho real de prenda constituido por medio del presente contrato se mantendrá vigente por el todo el PLAZO DE CONCESION determinado en el Art. 3 de Contrato de Concesión - Anexo II del Pliego, y en las sucesivas transferencias de las acciones Clase "A" subsistirá el gravamen prendario de las mismas.

ARTICULO SEXTO: Poder especial.

El Garante otorga en este acto poder irrevocable en favor de la Concedente por el plazo indicado en el ARTICULO QUINTO, para que actuando en nombre y

Concedente de las sumas calculadas de acuerdo a los establecido en el art. 41 del Contrato de Concesión.

ARTICULO DECIMO: Domicilio. Jurisdicción.

A todos los efectos legales, judiciales y extrajudiciales, que pudieran derivarse del presente, las partes constituyen los siguientes domicilios especiales: la Concedente en ..... y el Garante en ..... , ambos de la ciudad de La Plata, Provincia de Buenos Aires, República Argentina.

b) Las Partes acuerdan someter cualquier conflicto que se suscite con motivo del presente, a la Jurisdicción de los tribunales ordinarios del Departamento Judicial de La Plata.

En prueba de conformidad se suscriben DOS (2) ejemplares de un mismo tenor y a un sólo efecto, en la ciudad de La Plata, a los ..... días del mes de ..... de 1997.-

representación del Garante, lleve a cabo los siguientes actos:

a) Reciba de ....., todos las acciones emitidas por los motivos del inc.b) del ARTICULO PRIMERO del presente contrato;

b) Exija a las autoridades de ....., la anotación de la prenda en el título de las acciones referidas en el inciso a) precedente, y en los libros correspondientes de la sociedad; y

c) En caso de ejecución de la prenda, ejerza los derechos políticos previstos en el ARTICULO OCTAVO del presente contrato.

ARTICULO SEPTIMO: Ejecución de la prenda.

Si ..... incumpliera las obligaciones a su cargo determinadas en el Contrato de Concesión, la Concedente podrá ejecutar las acciones prendadas. Las mismas serán vendidas en Licitación Pública Nacional e Internacional cuyas bases y condiciones serán similares a las contenidas en el Pliego, de acuerdo con el procedimiento establecido en los arts. 40 y sgtes. de dicho Contrato de Concesión.

ARTICULO OCTAVO: Derechos políticos.

A partir del momento en que la Concedente comunique al Garante su decisión de ejecutar la garantía prendaria, hasta la transferencia de las acciones prendadas al tercero adquirente de las mismas, los derechos políticos inherentes a tales acciones serán ejercidos por la Concedente. A tal fin, el otorgamiento del presente contrato por los compradores, tiene carácter de mandato irrevocable por el cual le otorga al Concedente, exclusivamente para tal supuesto, los derechos de voto correspondientes a las acciones prendadas. Asimismo, estos derechos incluyen, sin que esto implique limitación alguna, la facultad expresa de nombrar y remover directores, considerar balances y distribución de dividendos y modificar los estatutos sociales.

ARTICULO NOVENO: Afectación del producto de la ejecución de la garantía prendaria.

El producto de la ejecución de las acciones será abonado al Garante, previa deducción en concepto de indemnización por daños y perjuicios a favor de la

1208

SUBANEXO A

REGIMEN TARIFARIO Y NORMAS DE APLICACION DEL CUADRO TARIFARIO

Este régimen será de aplicación para los clientes del servicio público de distribución de energía eléctrica, abastecidos por LA CONCESIONARIA, desde la fecha de Toma de Posesión y hasta la finalización del año número quince (15) inmediato posterior a la fecha de Toma de Posesión.

Se clasifica a los clientes, a los efectos de su ubicación en el Cuadro Tarifario, cuyo formato integra este Régimen (páginas 23 a 26), en las siguientes categorías:

- Clientes de Pequeñas Demandas:

  Son aquellos cuya demanda máxima es inferior a diez kilovatios (10 KW).

- Clientes de Medianas Demandas:

  Son aquellos cuya demanda máxima promedio de quince (15) minutos consecutivos es igual o superior a diez kilovatios (10 KW) e inferior a cincuenta kilovatios (50 KW).

- Clientes de Grandes Demandas:

  Son aquellos cuya demanda máxima promedio de quince (15) minutos consecutivos es de cincuenta kilovatios (50 KW) o más.

A los efectos de la aplicación del presente Régimen, se distinguen los siguientes niveles de tensión de suministro:

- Baja tensión: Tensión de suministro menor a 1 KV
- Media tensión: Tensión de suministro igual o mayor a 1 KV y menor de 66 KV
- Alta tensión: Tensión de suministro mayor a 66 KV

Para los clientes servidos a la fecha de Toma de Posesión, y durante un plazo de hasta dos (2)