Salta, 18 JUL. 2012

RESOLUCIÓN ENTE REGULADOR Nº 833/12

VISTO:

El Expediente Ente Regulador Nº 267-28631/11, caratulado: "EDESA S.A. – Revisión Tarifaria Integral (RTI)"; la Ley Nº 6.835, la Ley Nº 6.819, el Contrato de Concesión de EDESA S.A., y el Acta de Directorio Nº 28 /12; y,

CONSIDERANDO:

Que las presentes actuaciones se originan con la Nota DS 574/11 de fecha 28/10/2011, presentada ante este Organismo por EDESA S.A. (Empresa Distribuidora de Energía de Salta S.A.), en cuyo marco requiere se considere la procedencia de una revisión tarifaria, conforme los lineamientos establecidos en el Contrato de Concesión.

Que al respecto, el Articulo 31° del Contrato de Concesión de EDESA S.A., literalmente dice: *"El Régimen Tarifario y Cuadro Tarifario será revisado a los CINCO (5) AÑOS 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, LA DISTRIBUIDORA presentará a la AUTORIDAD DE APLICACION la propuesta de un nuevo Régimen Tarifario y Cuadro Tarifario. La propuesta que se efectúe deberá respetar los principios tarifarios básicos establecidos en la Ley Provincial Nº 6819, y subsidiariamente la Ley Nacional N° 24.065 y su reglamentación, así como los lineamientos y parámetros que especifique el ENTE REGULADOR…."*.

Que por su parte el Artículo 80º del Marco Regulatorio vigente (Ley 6.819), reza: *"Los distribuidores, dentro del último semestre del período inicial descripto en el Artículo 78, y con sujeción a la reglamentación que dicte el Ente Regulador de los Servicios Públicos, deberán solicitarle los cuadros tarifarios que respondan a lo establecido y que se proponen aplicar, indicando las modalidades, tasas y demás cargos que corresponda a cada tipo de servicio, así como las clasificaciones de sus usuarios y las condiciones generales del servicio. Dichos cuadros tarifarios máximos, luego de su aprobación previa Audiencia Pública, deberán ser ampliamente difundidos para su debido conocimiento por parte de los*

usuarios". En consonancia, el Artículo 78º de igual cuerpo normativo dispone: *"Los contratos de concesión de transportistas y distribuidores incluirán un cuadro tarifario que será válido inicialmente por períodos de cinco (5) años y se ajustará a los siguientes principios: 1. - Establecerá las tarifas iniciales máximas que correspondan a cada tipo de servicio ofrecido. Tales tarifas máximas serán determinadas previa Audiencia Pública…."*.

Que se observa en tal sentido, que se encuentran cumplidos los tiempos allí previstos, habiendo transcurrido los cinco (05) años desde la Revisión Extraordinaria de Tarifas de EDESA S.A. aprobada por Resolución ENRESP Nº 160/06.

Que por otro lado, el Articulo 30 de la Ley Provincial Nº 6.835, establece: *"Las licenciatarias, y las organizaciones de usuarios podrán solicitar modificaciones de tarifas, cargos o servicios, fundándose en circunstancias objetivas y justificadas relacionadas con el principio previsto en el inciso a) del artículo 27. El Ente convocará a una audiencia pública de las previstas en el artículo 13 y emitirá decisión dentro de los treinta días de celebrada la audiencia pública. El Ente podrá disponer que las nuevas tarifas sean aplicadas dentro de un plazo máximo de tres meses contados desde la fecha de la decisión prevista en el párrafo anterior."*

Que considerando la solicitud que diera origen al presente, la documentación obrante en autos, y la normativa vigente aplicable, es que mediante Resolución Nº 690/12 de fecha 07/06/12, el ENRESP dispuso convocar a Audiencia Pública con el objeto de dar tratamiento al pedido de Revisión Tarifaria Quinquenal –período 2012/2017- EDESA S.A., la cual se realizó el pasado Lunes 02 de Julio de 2012, donde se puso a consideración la propuesta presentada por EDESA S.A.

Que abierto del debate, hicieron uso de la palabra el Sr. Jorge Salvano, en representación de EDESA S.A; el Sr. Álvaro Ulloa en su calidad de Defensor del Pueblo de la Ciudad de Salta; el Sr. Claudio Bulacio en representación de la Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica (ADDERA); el Sr. Ricardo José Ducci en carácter de usuario particular; el Sr. Carlos Paz, invocando calidad de Defensor del Pueblo de la Comuna de San José de los Cerrillos, sin acreditar la personería alegada; los Sres. Leonardo Molina, Domingo Tolaba y Ramón Vaso como usuarios particulares; finalizando con la ponencia del Dr. Santiago Godoy (h), en su calidad de Defensor de los Usuarios.

Que en tal ocasión el representante de la Distribuidora expuso sobre la necesidad de proceder con la revisión tarifaria, fundando su exposición conforme la documentación aportada por la Empresa y que obra a lo largo de estos actuados.

Que seguidamente, fue planteo de uno de los participantes de la audiencia, el hecho de que los Km. de redes que se informan a fs. 695 del expediente, resultan ser menores a los que manifestó el representante de EDESA S.A en su exposición. Sobre ello, cabe decir, que en la foja citada no se hace referencia a la longitud de redes de ningún tipo, razón por la cual no nos resulta posible disipar la duda planteada. Adviértase que en el Área de la Concesión existen redes de distintas características y niveles de tensión, de manera que no nos permite presuponer a cuáles de ella se hizo referencia.

Que otro de los cuestionamientos giró en torno a que durante los años 2008, 2009 y 2011, se otorgaron distintos aumentos, los cuales no fueron del 14 %, el 12 % y el 19 % como lo manifestara el Vocero de EDESA S.A., sino del 14,5 %, el 12,5 % y el 19,7 % respectivamente y se aplicaron en todos los casos sobre la tarifa total, agregando, que teniendo en cuenta que la ganancia de EDESA S.A. es sobre el VAD, y siendo que el aumento de éste prácticamente duplica al de la tarifa, el aumento otorgado duplicaría lo oportunamente anunciado.

Que previo al análisis de tal cuestionamiento entendemos menester aclarar, que las Resoluciones ENRESP Nº 965/08, Nº 1.750/09 y Nº 533/11, que autorizaron los ajustes tarifarios indicados por el ponente, fueron debida y oportunamente publicadas en el Boletín Oficial de la Provincia -Nº 17.951 (17/09/08), Nº 18.250 (15/12/09) y Nº 18.611 (16/06/11), respectivamente-, encontrándose a la fecha firmes y consentidas.

Que explicado ello, resulta oportuno recordar, en primer término, que para que se pueda hacer lugar a un pedido de aumento tarifario por variación de los costos de distribución, deben cumplirse las condiciones establecida en la Resolución 160/06. Verificadas esas hipótesis, el Ente procede a analizar la razonabilidad de los costos presentados por la Distribuidora, y a determinar cual es el incremento de VAD que le permite cubrir los mismos.

Que se debe tener presente, que la tarifa está compuesta por dos términos: 1) Abastecimiento: Incluye el precio de compra de energía, potencia y transporte al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y gastos de generación propia, y

2) Los costos propios de distribución. Cuando se otorga un aumento de tarifa a la Distribuidora se lo hace en función del incremento sufrido sólo por los costos de distribución, razón por la cual, el impacto en la tarifa media de venta es menor al incremento de VAD otorgado a la Distribuidora.

Que los incrementos otorgados tienen la finalidad de cubrir el monto determinado de VAD a una fecha, previo estudio de costos realizado por la Gerencia Económica de este organismo, en donde se analizan los costos de explotación presentados por la Distribuidora y la razonabilidad de las actualizaciones al VNR.

Que en cuanto al abastecimiento, de manera general podemos decir que el mismo se modifica por: 1) las variaciones trimestrales del precio estacional a distribuidores calculados por CAMMESA, 2) las variaciones de los precios de los contratos de abastecimiento celebrados antes de la fecha de toma de posesión y transferidos a la Distribuidora, 3) por las variaciones del reconocimiento del precio correspondiente al abastecimiento que la Distribuidora realice por contratos celebrados a posteriori de la Toma de Posesión y 4) por variaciones en los costos de combustibles de la generación propia. De cualquier manera estos costos resultan neutros para EDESA S.A., pasando a través de la tarifa a los usuarios finales. Importante es destacar que, a la fecha, no existe ningún contrato a término entre la Distribuidora y un Generador del MEM.

Que por otro lado vale señalar que, contrariamente a lo que manifiestan los exponentes, la tarifa no retribuye deuda. En tal sentido corresponde precisar, que las amortizaciones aludidas, son las amortizaciones de bienes de uso (VNR) las cuales se reconocen con la finalidad de que la empresa invierta esa cifra en reposición de los mismos, situación que además es verificada por este organismo de acuerdo a lo establecido en el Decreto Nº 5450/09 - Cláusula Sexta (Plan de Inversiones Anual).

Que respecto de los dichos de los participantes relativos a que no logran ubicar las Resoluciones Ente Regulador Nº 160/06 y 965/08, por cuanto las mismas no se encuentran publicadas en la página web oficial del ENRESP, podemos decir que si bien es cierto que las Resoluciones mencionadas (como tantas otras) no se encuentran en la pagina web, el presentante, como cualquier otro ciudadano interesado que así lo requiera, puede tener acceso a las mismas con la sola solicitud verbal, de conformidad con lo dispuesto por los Artículos 139,

140 y 141 de la Ley de Procedimientos Administrativos de la Provincia de Salta, los cuales rezan: *"Art. 139.- Los interesados en un procedimiento administrativo, y sus representantes o letrados, tendrán derecho a conocer en cualquier momento el estado de su tramitación y a tomar vista de sus actuaciones, sin necesidad de una resolución expresa al efecto. Art. 140.- La vista de las actuaciones se hará en todos los casos informalmente, ante la simple solicitud verbal del interesado, en las oficinas en que se encuentre el expediente al momento de ser requerido; no corresponderá enviar las actuaciones a la mesa de entradas para ello. El funcionario interviniente podrá pedirle la acreditación de su identidad, cuando ésta no le constare, y deberá facilitarse el expediente para su revisión, lectura, copiado o fotocopiado de cualquier parte del mismo. Art. 141.- Las vistas y traslados se otorgarán sin limitación de parte alguna del expediente, y se incluirá también los informes técnicos y dictámenes fiscales o letrados que se hayan producido, con excepción de aquellas actuaciones que fueren declaradas reservadas o secretas mediante decisión fundada del órgano con competencia para decidir sobre el fondo."*

Que por lo expuesto se observa, que la necesidad de compulsa de cualquier acto administrativo se satisface con la sola presentación del ciudadano interesado ante la sede del ENRESP, y su requerimiento expreso de hacerlo. Vale destacar que en este Organismo no obra solicitud alguna por parte del ponente, que tenga por objeto compulsar las Resoluciones en cuestión, por lo que difícilmente pueda existir denegación alguna por parte del ENRESP a acceder a tales documentos.

Que adicionalmente se informa, que en cumplimiento con lo previsto por la normativa vigente, las Resoluciones Nº 160/06 y 965/08, fueron debida y oportunamente publicadas en el Boletín Oficial de la Provincia Nº 17.344, de fecha 23/03/2006 y Nº 17.951 del 17/09/08, respectivamente.

Que entre las observaciones formuladas también se dijo que *"las facturas de los últimos 5 años no coinciden con las planillas que presentó la Distribuidora porque ahí tiene unos aumentos de consumo de Kwh diferentes y me da otros porcentajes de incidencia* " (sic). Al respecto, y ante la generalidad de este planteo, el cual versaría sobre cuestiones relativas a los consumos particulares del expositor, cabe informar al presentante que su caso será analizado por la Gerencia Económica del ENRESP de modo particular mediante expediente separado.

Que se planteo además, la necesidad de que el aumento que resultare contemple *"la relación con los costos, del INDEC, los salarios y la parte de los jubilados, si tenemos en el año 2007 un costo del Kwh de $ 0,9 y hoy tenemos $ 0,5, ya tenemos ya un aumento del 500 %. Aparte hay que considerar los subsidios que está entregando el Gobierno Provincial y el Gobierno Nacional que eso también se descuentan de la tarifa". (sic).* Lo expuesto dificulta, por lo genérico y difuso del planteo, la elaboración de una respuesta concisa y suficiente.

Que no obstante ello, cabría expresar, de una manera general, que el Ente Regulador es un Organismo técnico, que resuelve, en orden a las atribuciones que le fueron asignadas en la Ley por la cual fue creado (Nº 6.835), en ajuste a lo que indican las Normas de Aplicación en la materia, quedando fuera de su potestad y jurisdicción aquellas cuestiones de índole político como las aludidas por el participante (salarios, jubilaciones, subsidios nacionales, etc.).

Que sin perjuicio de eso cabe informar, que los incrementos tarifarios se otorgan con la finalidad de cubrir el impacto de la alteración de las variables económicas en el Valor Agregado de Distribución. En ese entendimiento, cuando el Ente Regulador analiza las presentaciones realizadas por la Distribuidora, considera la documentación de respaldo presentada y datos estadísticos extraídos de otras fuentes de información (Índices del INDEC, CVS, etc.).

Que entre otras observaciones, se incluyó la inquietud de que también debería contemplarse la posibilidad de ejecutar obras. Sobre el particular cabe aclarar que, a más de las obras de expansión para atender el crecimiento de la demanda, la Distribuidora debe cumplir con un Plan de Inversiones obligatorio, tal como lo dispone la Cláusula 6ª del Acta Acuerdo aprobado por Decreto Nº 5.450/09.

Que por otro lado se puso a consideración la necesidad de que las facturas sean más simples para el consumidor común, puesto que en todas las facturas existen conceptos difíciles de comprender. En primer termino, y teniendo previamente presente que tal cuestión escapa al objeto propio de autos, entendemos necesario informar al usuario que el Articulo 4º del Régimen de Suministro de Energía Eléctrica para los servicios prestados por EDESA S.A., en su inc. e) -Facturas - Información a Consignar en las Mismas-, expresamente reza: *"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 usuario, valores de los parámetros tarifarios (cargos fijos y variables).

- Unidades consumidas y/o facturadas.

- Detalle de los descuentos y créditos correspondientes y de las tasas, fondos y gravámenes.

- Detalle de los subsidios provenientes del Fondo Provincial de Subsidios Tarifarios cuando correspondiere.

- Sanciones por falta de pago en término, con especificación del plazo a partir del cual LA DISTRIBUIDORA tendrá derecho a la suspensión del suministro.

- Obligaciones del usuario de reclamar la factura en caso de no recibirla CINCO (5) días antes de su vencimiento.

- Lugares y/o números de teléfonos donde el usuario pueda recurrir en caso de falta o inconvenientes en el suministro.

- Incidencia del precio del alumbrado público."

Que el cumplimiento de tal normativa, es debida y oportunamente controlado por este ENRESP. Por último resulta relevante destacar, que la factura emitida por la Distribuidora reúne los estándares de calidad necesarios exigidos por las normas de calidad ISO 9001.

Que se requirió también se informe sobre la política de expansión de la Distribuidora, manifestando que en Salta se iluminan Kilómetros de Rutas, cuando el programa nacional exige un uso racional de la energía al consumidor, entendiendo que ante un incremento en dicho consumo, el consumidor pasa a otra categoría de tarifa, con el consecuente incremento del precio que paga por la misma. En base a lo dicho, solicitan se aclare la política de expansión de la Empresa, dónde va dirigida la inversión, sobre qué porcentaje de esa inversión participa, por un lado, el Estado y, por otro, los usuarios, a través de los ítems facturados por la propia Empresa.

Que con respecto a la primera cuestión cabe decir, que las instalaciones de Alumbrado Público, así como la operación y mantenimiento de las

mismas, son responsabilidad de los respectivos Municipios. EDESA S.A. se limita a dar suministro a cada uno de los circuitos de iluminación, los cuales son tratados como suministros particulares y facturados a la tarifa Contractual correspondiente. El cuestionamiento formulado por el expositor, entonces, debe ser dirigido a las Autoridades Municipales, en su carácter de propietarias de las redes de ese servicio.

Que lo dicho precedentemente significa que EDESA S.A. no se ocupa de la expansión del Alumbrado Público, corriendo esas inversiones por cuenta de los Municipios.

Que en relación a las inversiones que se atienden con la tarifa, las mismas son: a) expansión de las redes de distribución para atender el crecimiento de la demanda, así como la operación y mantenimiento de las mismas; b) Ampliaciones del Sistema de Transporte, en la proporción que surja de la Aplicación del Método del Beneficiario establecido por la Secretaría de Energía de la Nación y c) Renovación de los Bienes Cedidos y de aquellos incorporados a los mismos en el transcurso de la Concesión.

Que por su parte, el Estado Provincial se ocupa, mediante la aplicación de los Fondos FEDEI y otras partidas especiales, a realizar aquellas obras eléctricas que no resultan exigibles a EDESA S.A. en el marco de su Contrato o bien aquellas otras que, correspondiendo que sean afrontadas por los usuarios (como las de Transporte), decide tomarlas a su cargo a fin de no generar mayores aumentos en las tarifas (caso E.T.132 KV Apolinario Saravia).

Que entre otras observaciones, se dijo que por Decreto se otorgó a EDESA S.A. un subsidio de once millones ciento cinco mil novecientos noventa y cuatro pesos; que supuestamente venía a efectos de evitar el traslado a la tarifa de los usuarios debido al incremento provocado por los mayores costos de abastecimiento de energía, por un contrato que se había celebrado con la Central Térmica de Güemes del Grupo Pampa. Al respecto vale informar, que EDESA S.A., solicitó el reconocimiento de los mayores costos de abastecimiento de energía eléctrica, derivados del Contrato con Central Térmica Güemes, requiriendo autorización para el pase a tarifa, de los montos abonados por la Prestataria a la Central Térmica Güemes, conforme se resolviera en el marco del Expediente

Judicial Nº 102.732/04, caratulado "Central Térmica Güemes S.A. vs. Empresa Distribuidora de Electricidad de Salta S.A." (Expte. CAM 139.688/05 - Sala II).

Que como consecuencia de ello, y en virtud del informe técnico correspondiente, se resolvió que lo que correspondía era que la deuda de EDESA S.A. con C.T. Güemes, originada en la compra de energía y en virtud de un contrato a término firmado por las partes, sea trasladada a tarifa, debido a que la misma correspondía a un costo de abastecimiento, o bien existía la posibilidad de proponer al Poder Ejecutivo la concesión de un subsidio.

Que en orden a lo previsto por los Artículos 76º y 83º de la Ley Provincial Nº 6819, el Directorio de este Organismo entendió conveniente solicitar al Poder Ejecutivo que subsidie las tarifas de los usuarios finales según las formas que la reglamentación determine, en concepto de reconocimiento por los mayores costos de abastecimiento de energía eléctrica, derivados del Contrato con Central Térmica Güemes, ello a los fines de no trasladar tales costos a la tarifa de los usuarios finales.

Que en otro orden también se expuso la idea y la necesidad de que el aumento de tarifa se otorgue en forma escalonada. A dicha solicitud y a los fines de mitigar el impacto que podría provocar la readecuación tarifaria sobre los usuarios, la Gerencia Económica propone, salvo mejor criterio, se considere tal requerimiento.

Que entre otras observaciones, se expuso, que en la Empresa hay un 60% o 92% más de clientes, por lo que, al ser mayor la cantidad de clientes, los riesgos son mínimos y en consecuencia, no tendría que haber un aumento, sino mas bien un abaratamiento de costos.

Que al respecto cabe señalar que el hecho de que se incrementen los suministros implica una mayor inversión por parte de la Distribuidora en el desarrollo y expansión de las instalaciones necesarias para poder atender ese crecimiento. A más de ello, cabe destacar que la demanda no sólo crece por un aumento en la cantidad de suministros, sino también por un incremento en los consumos promedios de los ya existentes.

Que así las cosas, vale aclarar, que si bien los costos fijos se distribuyen en una mayor cantidad de usuarios, los mismos aumentan producto de la expansión de las instalaciones para poder atender los incrementos de demanda.

Que se dijo además, que el costo del Kwh se acelera cuando se sobrepasan los 80 Kwh/mes. Al respecto es menester destacar que el precio de la energía para los suministros residenciales recién se modifica a partir de los 192 Kwh/mes, que es el primer escalón establecido por el Régimen Tarifario vigente, por lo que la afirmación del ponente difiere con la realidad.

Que también se postuló, que los usuarios no solo pagan los kw por la Energía Eléctrica consumida, sino que además abonan los servicios por LUSAL, y los costos de mantenimiento, por lo que solicitan la revisión de tales conceptos.

Que en lo que respecta a los gastos en concepto de Alumbrado Publico, resulta oportuno informar que el Artículo 32 º del Contrato de Concesión con EDESA S.A. prevé el cobro del cargo correspondiente a la Incidencia de la Energía del Alumbrado Público (I.A.P), a todos los usuarios de la Prestadora. El término I.A.P se refiere al insumo – energía eléctrica – que se requiere para poder efectivizar la prestación del Servicio de Alumbrado Público, el que se encuentra a cargo de los Municipios de cada Localidad.

Que a más de ello cabe destacar, que, en relación al planteo particular, la prestación del servicio por parte de la Empresa LUSAL, se encuentra concesionada y regulada por el Municipio de la Ciudad de Salta.

Que se criticó además el carácter no vinculante de la Audiencia. Al respecto vale destacar, que como se desprende de la lectura completa del Reglamento de Audiencias Públicas y demás normativa aplicable (v.gr.: Ley N° 6.835, en especial Art. 13), el carácter consultivo de la audiencia en modo alguno implica que la autoridad convocante no deba valorar las opiniones volcadas en su trámite.

Que entonces, no es factible anudar el carácter vinculante o consultivo de la audiencia, con la obligación, o no, respectivamente, de valorar las opiniones en ella vertidas.

Que en cualquier caso, y específicamente en el marco del Reglamento aplicable, ninguna duda cabe de que la resolución final que se adopte será fundada y ponderará la prueba producida en el procedimiento pues, como señala el Art. 41 del cuerpo normativo citado, "*el titular de la autoridad convocante o quien éste delegue,* ***dictará la resolución definitiva sustentada en derecho, que deberá valorar la prueba debidamente producida y considerará expresamente***

todos los hechos traídos a su conocimiento o introducidos de oficio en la Audiencia Pública... *"–resaltado nos pertenece-.*

Que dicha normativa tiende a garantizar el debido procedimiento y el derecho de defensa de los participantes –Art. 18 de la Constitución Nacional- de manera que al momento de dictar la resolución final la autoridad encargada de resolver tenga en consideración y analice las distintas observaciones u opiniones formuladas en la audiencia y dicte de este modo un acto administrativo (resolución final) debidamente fundado en los hechos y en el derecho que le sirven de causa. Ello así, de conformidad con la obligación legal de motivar todos los actos administrativos (conf. Art. 42 - Ley N° 5.348).

Que la noción de Audiencia vinculante, resulta distinta de la noción de ponderar o valorar las opiniones vertidas en una audiencia, que en el fondo, es lo que se plantea y que ya recepta la normativa aplicable, tal como se puso de resalto en párrafos precedentes.

Que de tales artículos surge manifiesto que el Régimen Tarifario responde a una normativa fijada previamente por ley, por lo que en el presente caso, tanto la readecuación como su procedimiento no resultan una cuestión discrecional, sino mas bien una cuestión debidamente reglada.

Que por igual motivo, las opiniones que llegaren a verterse en audiencias convocadas con tal fin (readecuación tarifaria) no podrían tomarse como vinculantes, por cuanto la normativa citada fija los procedimientos y los principios a los que dicha readecuación debe ajustarse.

Que a modo de reseña cabe destacar que el carácter no vinculante de la Audiencia Consultiva, es la misma solución que expresamente consagra, a nivel federal, el Reglamento General de Audiencias Publicas para el Poder Ejecutivo Nacional cuando, en su Art. 6º preceptúa que "*Las opiniones y propuestas vertidas por los participantes en la Audiencia Pública no tienen carácter vinculante*".

Que por todo lo expuesto y superada la errónea relación que se hace entre el pretendido carácter vinculante de la audiencia y el ya existente deber legal de fundar la resolución definitiva -ponderando las opiniones y pruebas producidas-, la crítica vertida se encuentra debidamente superada.

Que en otro orden de ideas, se expuso, que en ejercicio de los derechos que le confiere el Art. 14 bis de la Constitución Nacional, plantearían ante

los Poderes Ejecutivo y Legislativo una iniciativa popular tendiente a que el Estado asuma por única vez, ya sea de manera total o parcial la readecuación tarifaria que resultare. Sobre ello, este Ente Regulador no tiene más que señalar que cualquier ciudadano que así lo entienda pertinente, posee los medios legales necesarios para hacer valer los derechos y garantías que expresamente reconocen la Constitución Nacional y Provincial.

Que por último, se requirió que a la hora de establecer la nueva tarifa, se valore el porcentaje de aumento salarial asignado en la Provincia, realizando un exhaustivo análisis de los costos que ha presentado la firma, como así también el esfuerzo que realiza el Estado Provincial al subsidiar a aquellos mas vulnerables.

Que sobre ello, y tal como se indicara ut supra, al momento de establecer los incrementos tarifarios, el ENRESP considera entre tantos parámetros, los índices informados por el INDEC, como así también los índices inflacionarios, los cuales también son considerados en las readecuaciones salariales.

Que así las cosas, y entrando ya en el análisis de la solicitud planteada por EDESA S.A. y concretamente a lo que constituye el objeto de la Audiencia Pública, recordamos que la Prestadora, adjuntando la documentación técnica de respaldo correspondiente, solicitó la actualización del Valor Agregado de Distribución (VAD) de sus tarifas, ello en el marco del Proceso de Revisión Tarifaria Quinquenal previsto en el Contrato de Concesión.

Que a esos fines, y con sustento en lo dispuesto por el Art. 45 del Anexo I del Decreto Nº 1398/92, reglamentario de la Ley Nacional Nº 24.065 –de aplicación subsidiaria conf. Art. 31º Contrato de Concesión-, este Organismo contó con el apoyo técnico de un grupo de Consultores liderados por el Ing. Carlos Manuel Bastos, profesional reconocido por su basta experiencia y trayectoria en el Mercado Eléctrico. (conf. inf. fs. 877/967)

Que a los fines de una mejor comprensión, entendemos *necesario* destacar que el Artículo 74º del la Ley Provincial Nº 6.819 define a la tarifa eléctrica como el precio que se cobra por la prestación del servicio de energía eléctrica a cualquier persona de carácter público o privado, libre de toda carga de índole impositiva.

Que a su vez, el Artículo Nº 76º de la citada Ley expresa, que el servicio suministrado por la Distribuidora será ofrecido a tarifas justas y razonables, entendiendo por tales a aquellas que aseguren a la empresa ingresos suficientes para cubrir los costos operativos razonables aplicables al servicio, las amortizaciones y provean una razonable tasa de rentabilidad.

Que a mayor abundamiento, la Tarifa del servicio de energía eléctrica es igual a: Costo de Abastecimiento (o de Generación) + Valor Agregado de Distribución (VAD). El Costo de Abastecimiento está dado por: Costo de Compra en el MEM + Costos Propios de Generación.

Que este Costo de Compra en el MEM se traslada a los usuarios, de acuerdo a la demanda y niveles de tensión a los cuales éstos se encuentran conectados, aplicando las fórmulas tarifarias establecidas en el Contrato y demás normativa complementaria y concordante. Se trata de un Pass Trough, es decir que el mismo debe ser neutro para la Distribuidora.

Que asimismo, los Costos Propios de Generación están conformados por el VNR (Valor Nuevo de Reposición) de las instalaciones destinadas a la Generación Propia, por los Gastos de Operación y Mantenimiento y por los gastos de compra del Combustible utilizado para dicha generación.

Que por su parte, el VAD debe cubrir los gastos de explotación (gastos de operación, mantenimiento, comerciales y administrativos), impuestos e inversiones y debe otorgar a los accionistas una rentabilidad sobre el capital invertido.

Que al respecto y de un modo general, se entiende que:

- ✓ Los Gastos de Explotación deben ser los necesarios para realizar una prestación eficiente del servicio.
- ✓ Las Inversiones en reposición y/o expansión se refieren a aquellas que la Distribuidora debe realizar para atender el crecimiento de la demanda y para renovar las instalaciones a medida que éstas cumplan su vida útil.
- ✓ La Rentabilidad del Capital debe ser justa, razonable y ser similar a la de otras empresas del sector con riesgo similar. La misma consiste en aplicar una tasa de rentabilidad sobre la Base del Capital Regulada (BCR). El objetivo es remunerar el capital invertido con fondos propios y de terceros.

Que debidamente realizadas estas consideraciones, se analizarán entonces las distintas propuestas de adecuación tarifaria efectuadas por la Distribuidora.

Que en esa inteligencia, se observa que mediante Nota DS 574/11, la Distribuidora formalizó el pedido de Revisión Integral de los Cuadros Tarifarios y Régimen Tarifario. Dicha petición vino respaldada por el correspondiente estudio tarifario (realizado por la Consultora BA Energy Solutions), en el cual se destaca la determinación del VNR de las instalaciones afectadas a la prestación del servicio concesionado (redes, estaciones transformadoras, medidores, equipos de generación, edificios, hard y soft, etc), necesarias para atender el mercado modelo del año 2010. Asimismo, presentó un estudio técnico con la determinación de los costos de operación y mantenimiento, también referido al año antes citado

Que según surge de la presentación obrante a fojas 03, EDESA S.A. calculó y solicitó que se le reconozcan los ingresos necesarios para cubrir los costos operativos más los costos de capital, aplicando a tal fin el método de la "empresa modelo". Para ello calculó el VNR de todos sus activos, como si los mismos estuviesen en su totalidad técnica y económicamente adaptados a la demanda de ese momento.

Que así las cosas, los costos de los activos (VNR) y de explotación a Diciembre/10 presentados por EDESA S.A. en CD adjunto a la Nota DS 586/11(obrante a fs 287 del Expte.), son los siguientes:

- Valor Nuevo de Reposición de los activos (VNR): $1.696.318.374.

Que a los fines de determinar la "anualidad" del V.N.R. (es decir el monto a trasladar anualmente a la tarifa), EDESA S.A. utilizó la Tasa de Rentabilidad sobre el Capital fijada mediante Resolución Ente Regulador Nº 160/06 (9,54%). El monto solicitado por este concepto asciende a la suma de $174.821.977.

Que en el cálculo del VNR del total de los activos de la empresa, además de las instalaciones eléctricas afectadas directamente a la distribución, se incluyeron los costos correspondientes a las etapas de transmisión y generación propia, los edificios, sistemas de comunicaciones y sistemas informáticos, todo ello valorizado a precios de mercado vigentes a la fecha del estudio.

Que por otro lado y en lo que respecta a los gastos de explotación, la Distribuidora solicitó un reconocimiento anual de $ 163.990.000, más Impuestos y Tasas directas sobre ventas, a valores de Diciembre/10.

Que resumiendo lo dicho hasta aquí, en una primera instancia, la Distribuidora solicitó un aumento del Valor Agregado de Distribución (VAD) del 59,2%.

Que posteriormente, a través de Nota DS586/11, la Distribuidora solicitó, en virtud de la situación económica, que la actualización de los costos de distribución se realice en forma trimestral, siguiendo el procedimiento establecido a tal fin en la cláusula 13 del Acta Acuerdo suscripta entre EDESA S.A. y la UNIREN.

Que además, mediante Nota DS 205/12 (fs 504), EDESA S. A. realizó una nueva presentación, actualizando los costos que componen el VAD a Mayo/12, solicitando un incremento del mismo del 84,4%.

Que analizada esta última presentación, la Gerencia Económica del ENRESP advirtió que los cálculos efectuados por la Empresa eran incorrectos, ya que en una revisión tarifaria quinquenal no solo se deben actualizar las instalaciones y los costos de explotación, sino también los ingresos de la Empresa, adecuándolos a la nueva demanda. Esto significa, que tanto la demanda, como las instalaciones, y las estructuras necesarias para atender la misma, deben ser homogéneas, es decir deben estar referenciadas a una misma base de tiempo.

Que señalado tal error, la Distribuidora, mediante Nota DS 217/12 del 21/06/12 (fs. 536), realizó una nueva presentación corrigiendo los archivos oportunamente remitidos junto a la nota DS 205/12. En la misma se efectúa una nueva actualización del VAD, considerando los costos ajustados a Mayo/12 y un crecimiento en las instalaciones y en los gastos del 7,5% respecto del estudio realizado a Diciembre/10 (Nota DS 574/11), dando como resultado que el incremento de VAD solicitado se redujo al 53,2%, equivalente a un aumento de tarifas del 34,5%.

Que sometida a análisis dicha presentación, los Consultores asistentes de este Organismo, exponen el estudio de los costos que a su criterio deben ser remunerados por las tarifas, determinando los ingresos necesarios para cubrir los mismos, para concluir en la elaboración de una nueva estructura tarifaria y un nuevo Cuadro Tarifario. Todo ello, respetando los aspectos legales y

reglamentarios previstos en el Contrato de Concesión, en el Marco Regulatorio Eléctrico (Ley 6.819) y en el resto de las normas complementarias y concordantes de aplicación en la materia.

Que en ese orden señalan, que dentro del estudio de los costos se incluyó:

- Determinación de los porcentajes de pérdida de energía y potencia a trasladar a las tarifas: De acuerdo al balance de Energía y Potencia de EDESA S.A., se determinaron los factores de pérdida para pasar y transferir los costos de energía y potencia de un nivel de tensión al próximo.
- Transferencia de Costos: Una vez determinados los porcentajes de pérdida, se desarrolló la metodología de traslado de los costos de un nivel de tensión de la red al otro y se determinaron los precios de la potencia y de la energía.
- Análisis de los Costos de Prestación del Servicio: La primera observación realizada, es que los costos de generación de la Empresa deben ser tratados como costos de abastecimiento, separándolos, para el cálculo del VAD, de las instalaciones de transmisión y distribución.

Que el grupo de consultoría entiende además, que los costos de la Empresa modelo utilizados por EDESA S.A., deben compararse con los de la "empresa real", ya que la metodología de la "empresa modelo" busca determinar con la mayor exactitud los costos de una empresa real que opera eficientemente.

Que en esa inteligencia consideran, que hay dos aspectos centrales a valorar en el estudio del VNR: (i) la cantidad de equipamiento de distinto tipo que surge de las simulaciones realizadas en el Estudio de EDESA S.A. frente a los realmente existentes y, (ii) los precios utilizados para estimar el Valor Nuevo de Reemplazo.

Que en base a dichas consideraciones, es que se realizó una comparación del estudio presentado por EDESA S.A. con la información disponible en los Estados Contables al 31/12/10, concluyendo que los activos físicos estimados en el estudio de la Distribuidora y los que efectivamente tiene la Empresa no difieren significativamente, arrojando resultados aceptables.

Que en otro orden y respecto de los precios utilizados para valuar los activos físicos, los consultores concluyeron, que otro de los factores principales a tener en cuenta es la antigüedad de la red, ya que las instalaciones de EDESA S.A. se encuentran, en gran medida, amortizadas. Sobre el particular cabe decir que la amortización acumulada a lo largo de la Concesión supera el 40% del valor del equipamiento, conforme a las constancias obrantes en autos.

Que en orden a ello, a la falta de ajuste por inflación de los valores contables, y a la dificultad de calcular el activo neto de depreciación a los efectos de su uso como base de capital para el cálculo de tarifas, los Consultores recomiendan utilizar un factor de corrección (FRCC) sobre el VNR arreglado por los precios que surgen de la adquisición de equipamiento por EDESA S.A. Siguiendo ese criterio, arriban a un valor de los activos totales de la Empresa, a Diciembre/10, de $1.157.141.745.

Que así las cosas, considerando una Tasa de Rentabilidad del Capital del 9,54% (adoptada por EDESA S.A. en su presentación), obtienen una anualidad del VNR de $120.550.881, de los cuales $108.843.907 corresponden a las instalaciones de transmisión, distribución y apoyo (edificios, comunicaciones y hard & soft) y $11.706.974 a las instalaciones de generación.

Que en lo atinente a los Gastos de Explotación, el grupo de consultoría compara los costos a Diciembre/10 presentados por EDESA S.A., con los gastos que surgen de los Estados Contables al 31/12/10, verificando, que los de la empresa modelo adoptados en el estudio presentado por la Distribuidora, son superiores a los de la empresa real, lo que resulta inadmisible toda vez que se supone que deberían ser menores ya que, en teoría, corresponden a una empresa que trabaja en forma eficiente y a un mínimo costo.

Que por tal motivo proponen utilizar para la determinación del VAD, los costos que surgen de los Estados Contables de la Empresa, llegando a determinar que los gastos de explotación, a Diciembre/10, ascienden a $117.582.200 (netos de depreciaciones, multas e impuestos y tasas directas sobre ventas).

Que en base a información proporcionada por EDESA S.A., se distribuyeron dichos gastos en Generación, Distribución, Administración y Comercialización, siguiendo los criterios y lineamientos ya expuestos. Dichos

costos –netos de impuestos-, llevados a Mayo/12, son los que a continuación se detallan:

- Total de Anualidad del VNR $147.883.194
- Total de Gastos de Explotación $ 172.653.883
- Total de Costos que componen el VAD (Neto de impuestos y Tasas directas sobre ventas) $ 320.537.077

Que en lo que al Cálculo de Tarifas respecta, y teniendo en cuenta el procedimiento de "Transferencia de Costos" explicitado en su informe, los consultores determinaron las tarifas, utilizando para ello los costos de compra en el MEM de Mayo/12, adicionando a los mismos los costos de la generación propia, la cual provee el 3% de la energía y el 4,5% de la potencia demandada (conf. información proporcionada por la Distribuidora).

Que también se determinó el VAD de distribución, considerando la anualidad del VNR del equipamiento y los costos de explotación en los distintos niveles de tensión, asignando a cada categoría de usuarios, los costos que le corresponden.

Que en función de dichos valores, los consultores del ENRESP calcularon los distintos cargos tarifarios (fijos, por energía, por potencia, etc.), y asimismo se determinaron los costos comerciales por cada tipo de usuario de BT y MT, incluyendo el VNR de los medidores y acometidas, de la estructura logística de apoyo (edificios, comunicaciones, hard y soft), los gastos comerciales y de administración. Finalmente, utilizando como base el mercado modelo 2010, calcularon los ingresos por cada categoría tarifaria, y en ese orden proponen un nuevo cuadro tarifario.

Que seguidamente, las Gerencias Económica y de Energía Eléctrica del ENRESP procedieron a analizar la propuesta formulada por EDESA S.A., indicando en primer lugar, que corresponde desestimar la presentación realizada por la Distribuidora mediante Nota DS 217/12. Recuerdan que dicha presentación fue efectuada por la Distribuidora en razón de los errores que adolecía la Nota DS 205/12 y que ya fueran explicitados en los párrafos precedentes, a lo cual nos remitimos en orden a la brevedad.

Que al respecto, dichas Gerencias entienden, que la presentación en cuestión deviene en extemporánea, y que el incremento del 7,5% en las unidades físicas de las instalaciones y en los gastos de explotación, carece de sustento técnico en tanto que el mismo no surge de un estudio especifico que respalde dicho valor, motivo por el cual dicha actualización no fue tenida en cuenta en su análisis.

Que ello sin perjuicio de aceptar que, a los fines de garantizar la sustentabilidad del servicio, corresponde ajustar los costos a mayo/12 debido a la alteración de las variables económicas, lo que es de público conocimiento.

Que además, en dicha nota se reiteró la pretensión (formulada originalmente en la Nota DS 205/12) de modificar los Art. 4º y 5º del Régimen Tarifario, así como los apartados 1.3 y 1.4 del Reglamento aprobado por la Resolución ENRESP 328/10, cuestiones que, a criterio de las Gerencias Económica y de Energía Eléctrica, escapan del marco de la Revisión Tarifaria y serán oportunamente tratadas por expedientes separados.

Que en relación a la solicitud de EDESA, vertida en el marco de la Nota DS 574/11, tendiente a lograr actualizar los costos de la Distribuidora (VAD) en forma trimestral, entienden las Gerencias mencionadas, que no corresponde hacer lugar a la misma, debiéndose mantener vigente la metodología dispuesta por Resolución Ente Regulador Nº 160/06.

Que en lo que a los impuestos y tasas directas sobre ventas respecta, entienden que es correcto el traslado a la tarifa (mediante el método de grossing up), ya que la tarifa debe cubrir los impuestos y tasas que genera la actividad, conforme los principios tarifarios establecidos en las Leyes 6.819 y 6.835. Por lo tanto, los impuestos y tasas con los que se encuentra gravada la actividad de la Distribuidora, se reconocen dentro del VAD.

Que acerca del reconocimiento del Impuesto a las Ganancias, la Gerencia Económica considera que no corresponde hacer lugar a dicha solicitud, ello teniendo presente que, cuando en la Resolución Nº 160/06 se determina la tasa de rentabilidad después de impuestos, se está haciendo referencia a la tasa de rentabilidad del capital de terceros, la cual considera en su fórmula de cálculo el recupero en el impuesto a las ganancias sobre los montos de intereses pagados a terceros, siendo la fórmula:

rd= I * (1-t)

rd= rentabilidad de capital de terceros

I= Tasa nominal de Interés Anual de la Deuda Financiera.

t= tasa de impuesto a las ganancias

Que a más de ello destacan, que las sociedades comerciales son personas jurídicas que funcionan como conducto mediante el cual los accionistas que invirtieron en ellas llevan a cabo sus operaciones con el objeto de obtener una renta. Si al finalizar el ejercicio económico, el resultado arroja ganancias, la sociedad pondrá a consideración de sus accionistas si dicha ganancia se reinvierte o si se distribuye entre los mismos.

Que así ello, tanto si las utilidades son reinvertidas como si se distribuyen, representan una ganancia para el accionista, fruto de su colocación del capital. En el primer caso, las reinversiones implican un incremento en los activos de la Empresa y en el patrimonio social, y valor de la Empresa, lo cual, al momento de una venta o transferencia de las acciones, los accionistas se verán beneficiados en la proporción que corresponde a su participación societaria obteniendo así una mayor utilidad por dicha operación.

Que en el segundo caso, los dividendos distribuidos a los accionistas, representan un enriquecimiento obtenido por cada uno de ellos al finalizar un ejercicio económico. Ambas situaciones reflejan lo que se denomina capacidad contributiva.

Que por lo expuesto, la Gerencia Económica entiende, que el régimen que se aplica en nuestro país, está orientado a gravar la materia imponible, es decir la ganancia obtenida por el accionista, en cabeza del sujeto empresa, lo cual obedece a razones de control del impuesto que, con el sistema actual, se ve facilitado tanto por el reducido número de sujetos, cuanto por la organización propia de toda sociedad.

Que se procura con ello resaltar, que la intención del legislador fue asignar el peso de la carga tributaria sobre el conjunto sociedad/accionista, volcándolo sobre el sujeto que, tal vez, sea de un control más sencillo (la sociedad) pero en ningún momento pretendió desligar al accionista de la carga tributaria sobre

la renta obtenida, que sigue incluida en el objeto del tributo y que sólo con el propósito de eliminar la doble imposición, en el caso de los dividendos, los mismos se declararon "no computables".

Que si se pretendiera reconocer dentro de los costos soportados por la sociedad al Impuesto a las Ganancias, estaríamos frente al fenómeno denominado de "traslación del impuesto". Se llama traslación al fenómeno mediante el cual un sujeto incidido por un impuesto traslada a otro la carga económica que el tributo comporta, en este caso lo que solicita la Distribuidora es que se traslade la carga impositiva de los accionistas a sus usuarios, quiénes terminarían soportando la carga del impuesto que grava las ganancias de los accionistas en el precio que pagan por la prestación del servicio que reciben.

Que es necesario entonces, considerar la figura de la "Neutralidad Tributaria" utilizada en nuestro país en el contexto de la privatización de empresas prestadoras de servicios públicos. Esta figura contempla la posibilidad de las prestadoras de trasladar, a las tarifas finales abonadas por los usuarios, las variaciones de costos (en más o en menos) originadas en cambios en las normas tributarias, a excepción del Impuesto a las Ganancias, por ser este un tributo que alcanza a la renta obtenida por los accionistas, gravada en cabeza de las sociedades en las que los mismos poseen participación.

Que teniendo presente todo lo hasta aquí expuesto, y en virtud del análisis exhaustivo efectuado sobre la documentación obrante en autos, las Gerencias Económica y de Energía Eléctrica del ENRESP formulan su propuesta, la que a continuación se desarrolla.

Que así ello, y en lo que a la Determinación de la Base de Capital refiere, las Gerencias citadas comparten los criterios vertidos por los Consultores, respecto de la utilización del método del VNR corregido por el FRCC para valuar la Base de Capital de la Empresa, ya que los activos de EDESA S.A. se encuentran en gran medida amortizados, y la falta de ajustes por inflación de los Estados Contables, dificulta la comparación con las inversiones reales de la Distribuidora.

Que en ese orden agregan, que la determinación de la Base de Capital reviste particular importancia, puesto que a través de ella se determinan las inversiones en reposición y renovación de la Empresa, y la rentabilidad de los accionistas, por lo que una subvaluación podría ocasionar riesgos de subinversión y

una sobrevaluación de la misma podría otorgar a los accionistas ganancias excesivas o una sobreinversión, trasladando dichas ineficiencias a las tarifas de los usuarios.

Que por lo expuesto, las Gerencias Económica y de Energía Eléctrica consideran razonable el método y determinación del VNR realizado por los consultores, el que asciende a $1.424.171.084, a valores de Mayo/12.

Que ya en otro orden, consideran adecuado mantener la tasa de Rentabilidad del Capital del 9,54% establecida mediante la Resolución 160/06, puesto que la misma se determinó a través de un exhaustivo estudio realizado en aquella oportunidad y a la fecha continúa siendo justa y razonable. Destacan, que dicha tasa, se calculó aplicando el método de la WACC, (Weighted Averaged Cost of Capital o costo de capital promedio ponderado), a través del cual se tiene en cuenta la tasa de rentabilidad de los accionistas, la del capital de terceros y la estructura de financiamiento de los activos de la Distribuidora.

Que al respecto indican las Gerencias citadas, que el método para la definición del WACC, está ampliamente difundido, siendo de aplicación universal y aceptado por los principales Organismos Regulatorios para la definición de los costos de capital de las empresas.

Que sabido es, que tanto la Ley Nacional Nº 24.065 como la Ley Provincial Nº 6819, establecen como principio rector, que las tarifas que apliquen las Distribuidoras deberán posibilitar una razonable tasa de rentabilidad a aquellas empresas que operen en forma eficiente.

Que conceptualmente, las tarifas deben proveer a la Distribuidora, en la medida que opere en forma económica y eficiente, la oportunidad de obtener ingresos suficientes para satisfacer los costos operativos razonables aplicables al servicio, las amortizaciones y una razonable tasa de rentabilidad. Dicha tasa deberá guardar relación con el grado de eficiencia y eficacia operativa de la Empresa, y ser similar, como promedio de la industria, a la de otras actividades de riesgo similar o comparable nacional o internacionalmente.

Que en otro orden, y en lo que respecta a la anualidad del VNR, las Gerencias mencionadas informan, que a través de la fórmula de Factor de Recupero de Capital (FRC) = $i/[1-(1+i)^{-n}]$, donde "i" es la tasa de rentabilidad (WACC) admitida y "n" el período de vida útil asignado, se determina el monto a

trasladar anualmente a la tarifa de los usuarios finales y permite cubrir las amortizaciones del capital y la rentabilidad del capital de terceros y de los accionistas.

Que en tal sentido, el monto de la anualidad obtenida asciende a $ 147.883.194 (pesos ciento cuarenta y siete millones ochocientos ochenta y tres mil ciento noventa y cuatro), el cual incluye $ 49.013.541 en concepto de amortización, que la Empresa debe destinar a la renovación de las instalaciones existentes, en los términos y con los alcances establecidos en el Decreto Nº 5450/09, Anexo I, cláusula sexta (Plan de Inversiones Anual).

Que en lo relativo a los Gastos de Explotación, las Gerencias Económica y de Energía Eléctrica, compartiendo el informe de los Consultores y por las razones ya expuestas, entienden que no corresponde aplicar los costos de la "empresa modelo", sino los de la "empresa real", ya que reconocer costos en exceso impacta en la tarifa, y reconocer costos en defecto puede ocasionar perjuicios en la calidad del servicio, y por ende en los usuarios, quienes son en definitiva, los beneficiaros del mismo.

Que señalan las Gerencias mencionadas, que es responsabilidad del regulador adoptar, en base a la documentación aportada por la Distribuidora, los costos eficientes asociados a la prestación del Servicio Público de Distribución Eléctrica, de manera de garantizar la sustentabilidad de la Concesión en un marco de justicia y razonabilidad.

Que en orden a lo expuesto, las Gerencias actuantes han determinado que el monto a trasladar a la tarifa en concepto de gastos de explotación del servicio asciende a $172.653.883, a valores de Mayo/12, conforme surge del detalle obrante a fs. 979.

Que asimismo hacen notar, que en los costos de generación se incluyeron aquellos contemplados en el marco del expediente 267-30044/12, correspondiente a las localidades aisladas, con las consideraciones y salvedades allí expuestas. Por su parte, los costos de Combustible se seguirán reconociendo trimestralmente como costos de abastecimiento, conforme la metodología propuesta en el Anexo "V" – Actualización de Costos del Servicio.

Que puntualiza el informe, que en orden a lo dispuesto en la Cláusula Octava del Acta Acuerdo aprobada por Decreto Provincial Nº 5450/09, se reconoce,

a Mayo/12, la suma de $2.057.085,34 en concepto de "indemnizaciones a terceros", ello en los términos y con los alcances explicitados en el informe que luce a fs. 980.

Que en lo referente al concepto de Actualización de los Costos del Servicio, las Gerencias Económica y de Energía Eléctrica entienden que conforme lo ya expuesto, a los fines de actualizar el VAD con motivo de la alteración de las variables económicas, se deberá aplicar una metodología análoga a la prevista por la Resolución Ente Regulador Nº 160/06, siguiendo los lineamientos establecidos en los Anexos IV y V que forma parte de la presente.

Que a su vez postulan, respecto de los costos de abastecimiento y generación, que corresponde dejar establecido que:

1) Los costos de abastecimiento de EDESA en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) deben trasladarse a la tarifa según lo establecido en el Contrato de Concesión, a través del procedimiento de pass-trough.

2) Los costos de generación propia deberán actualizarse de la siguiente manera:

- Costos de combustible: en función del costo real del trimestre n-1: Para ello EDESA S.A. deberá presentar trimestralmente los costos de combustible y datos físicos referidos a la generación térmica e hidráulica del trimestre inmediato anterior. Asimismo, trimestralmente se deberán determinar los porcentajes de participación de la generación propia y de la generación del MEM en el total del abastecimiento.
- El VNR de las instalaciones correspondientes a las centrales de generación térmica e hidráulica y los gastos de Operación y Mantenimiento de estas centrales se actualizarán con una periodicidad no menor a 12 meses, siguiendo el procedimiento establecido en los Anexos IV y V que forman parte de la presente Resolución.

Que en lo que respecta a la determinación del Valor Agregado de Distribución (VAD) a Mayo/12, las Gerencias Económica y de Energía Eléctrica informan, que la determinación del VAD, en base a costos eficientes, permite obtener el ingreso tarifario óptimo, entendiendo por tal, aquel que otorga a la Distribuidora la posibilidad de prestar el servicio conforme los parámetros de calidad establecidos en el Contrato de Concesión, al mínimo costo para los usuarios, asegurándole a su vez la obtención de los ingresos suficientes para satisfacer los

costos operativos acertados, las tasas e impuestos, las inversiones necesarias valuadas al mínimo costo y obtener una rentabilidad justa y razonable.

Que siguiendo tales principios, el monto del VAD determinado por la Gerencia Económica a Mayo 2.012, conforme las consideraciones ya expuestas, incluidos los impuestos y tasas directos sobre ventas, es de $ 348.527.949 (pesos trescientos cuarenta y ocho millones, quinientos veintisiete mil, novecientos cuarenta y nueve), de los cuales $ 147.883.194 corresponden a la anualidad del VNR y $200.644.755 a los Gastos de Explotación, Impuestos y Tasas directas sobre ventas.

Que agregan, que en base al VAD determinado y a los costos de abastecimiento de Mayo/12, se calculó la nueva estructura tarifaria y cuadro tarifario. En ese orden manifiestan, que en el Anexo B de su informe, adjuntan Mercado Modelo, y determinación de la Tarifa Media de Venta de cada una de las categorías.

Que aclaran, que a los efectos de dicho cálculo, solo se consideró el abastecimiento de Mayo/12, ya que el período Junio-Julio tuvo un incremento en los subsidios del Gobierno Nacional que luego disminuyen.

Que concluyendo, la Gerencia Económica del ENRESP, acompaña Cuadro Tarifario Pleno (como Anexo I), actualizado en los términos y con los alcances expuestos en su informe de fs. 970/989, y calculado con los costos de abastecimiento del período Julio/12, determinados por la Secretaría de Energía de la Nación, mediante Resolución Nº 255/12, así como lo dispuesto por ese Organismo en todas sus Resoluciones complementarias y concordantes y la normativa emanada del Ente Regulador respecto de la generación a cargo de EDESA S.A.

Que por último, la Gerencia citada propone, que a los fines de mitigar el impacto que la readecuación tarifaria podría provocar sobre los usuarios, se disponga la aplicación del mencionado cuadro, en dos etapas, y de la siguiente manera:

1.- Para el período Julio-Agosto/12 solo se podrá aplicar el 50% del incremento tarifario otorgado para cada una de las tarifas.

2.- A partir del período Septiembre/12 tendrá plena vigencia el cuadro tarifario propuesto, aplicando los costos de abastecimientos vigentes para el trimestre Agosto-Octubre/12.

Que entrando en el análisis del presente, la Gerencia Jurídica del ENRESP entiende oportuno destacar, en primer lugar, que conforme lo manifiesta reconocida doctrina –Maizal-, el principio general de justicia y razonabilidad aplicado a las tarifas de servicios públicos aparece tratado cuando señala que *"en general, se ha relacionado lo justo con lo jurídico, o sea con la forma de aplicación de la tarifa, mientras que lo razonable haría a lo económico, es decir, al quantum de la misma. En ese sentido, sería razonable la tarifa que prevé una adecuada retribución para el concesionario y sería justa si, además, no implica discriminar arbitrariamente entre los usuarios".*[1]

Que en esa inteligencia resulta oportuno agregar los fines de la justicia conmutativa, la cual trata precisamente las compensaciones que puedan darse entre las partes intervinientes –comunidad de usuarios / prestador-, buscando producir un equilibrio, una correspondencia objetiva en los intercambios que se producen. Para el caso del Servicio Público, el Concesionario debe percibir un equivalente económico por la prestación que lleva a cabo; se trata en definitiva, de la preservación del principio de sostenibilidad (Art. 40 inc. a de la Ley 24.065), que no es otra cosa que garantizar el equilibrio económico-financiero de la Prestataria condicionado a su comportamiento eficiente y prudente.[2]

Que compete al Ente Regulador proteger el interés de los usuarios y fijar tarifas justas y razonables orientadas al establecimiento y mantenimiento de equilibrio entre las necesidades económicas y financieras de las licenciatarias y concesionarias prestadoras, la expansión y conservación de los servicios con niveles de calidad permanentes y el acceso de los usuarios a las prestaciones propias de cada uno de tales servicios (conf. artículo 2º de la ley 6.835).

Que a su vez, este Organismo se encuentra investido de potestades tarifarias, atento lo establecido en el artículo 3º de la ley mencionada precedentemente.

---

[1] Ing. Julio César Molina - Solidaridad en las Tarifas – El principio de solidaridad en el diseño tarifario parte I- pag. 43, Rev. Única (Asociación de Profesionales Universitarios del Agua y la Energía Eléctrica)- Año XXXVIII / Abril 2012 / Nº 115.

[2] Obr. Cit. Pag. 44.

Que en este orden, cabe tener presente que los usuarios tienen derecho a tarifas justas y razonables, determinadas de acuerdo a las disposiciones de esta ley y sus reglamentaciones (artículo 46º de la ley 6.835).

Que en consecuencia, la adecuación del cuadro tarifario propuesto por la Gerencia Económica, encuentra su sustento en lo establecido en el artículo 76, de la Ley Nº 6819, el que en relación a tarifas justas y razonables, expresamente reza: "*Los servicios suministrados por los Transportistas y Distribuidores de Mercado Concentrado serán ofrecidos a tarifas justas y razonables, las que se ajustarán a los siguientes principios: a) Proveerán a los Transportistas y Distribuidores de Mercado Concentrado la oportunidad de obtener ingresos suficientes para cubrir los costos operativos razonables aplicables al servicio, las amortizaciones y una razonable tasa de rentabilidad…..*"

Que en otro orden, resulta importante destacar, lo previsto por el Art. 30º *in fine* de la Ley 6.835, el cual dispone: "……*El Ente podrá disponer que las nuevas tarifas sean aplicadas dentro de un plazo máximo de tres meses contados desde la fecha de la decisión prevista en el párrafo anterior*".

Que concluyendo, la Gerencia Jurídica entiende que, considerando los antecedentes de autos y conforme los informes emitidos por las Gerencias Económicas y de Energía Eléctrica del ENRESP, se encuentran debidamente reunidos los requisitos previstos por la normativa vigente aplicable -oportunamente citada-, y cumplidos todos y cada uno de los pasos procedimentales necesarios para la presente revisión tarifaria (Art. 31 Contrato de Concesión, Arts. 78 y 80 de la Ley 6819, Art. 31 Ley 6835 y Resolución ENRESP Nº 160/09, entre otras).

Que en virtud de todo lo expuesto, este Directorio considera resulta procedente Aprobar el nuevo Cuadro Tarifario que como Anexo I forma parte de la presente, el cual será aplicado de manera escalonada, del siguiente modo:

1.- En el período Julio-Agosto/12 se aplicará el 50% del incremento tarifario otorgado para cada una de las tarifas.

2.- A partir del período Septiembre/12 tendrá plena vigencia el cuadro tarifario propuesto, aplicando los costos de abastecimientos vigentes para el trimestre Agosto-Octubre/12.

Que el Directorio del Ente Regulador de los Servicios Públicos es competente para el dictado del presente acto en virtud de lo establecido en las Leyes Nº 6.835 y Nº 6.819, como así también en las demás normas complementarias y concordantes.

Por ello,

EL DIRECTORIO DEL ENTE REGULADOR

DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

RESUELVE:

ARTÍCULO 1º: APROBAR el Cuadro Tarifario que como Anexo I forma parte de la presente, el cual deberá ser aplicado por la Distribuidora en los plazos y con los alcances previstos en los considerandos de ésta Resolución.

ARTÍCULO 2º: APROBAR el Anexo II "Readecuación del Régimen Tarifario – Normas de Aplicación del Cuadro Tarifario", en los términos y condiciones allí expuestos.

ARTÍCULO 3º: APROBAR el "Procedimiento para la Determinación del Cuadro Tarifario", que como Anexo III se adjunta a la presente, en los términos y condiciones allí expuestos.

ARTÍCULO 4º: APROBAR como "indicador testigo", las formulas previstas en el Anexo IV que se adjunta a la presente, a los fines de habilitar una readecuación de los valores tarifarios, en los términos y condiciones allí expuestos.

ARTÍCULO 5º: APROBAR la "Metodología de Actualización de Costos del Servicio", que como Anexo V se adjunta a la presente, en los términos y condiciones allí expuestos.

ARTÍCULO 6º: DISPONER que a fin de dar amplia difusión al Cuadro Tarifario que se aprueba, la Prestadora deberá publicar a su cargo los valores consignados en el Anexo I de la presente Resolución –durante dos (2) días- en el diario de mayor circulación de la Provincia, en tamaño y formato legible.

ARTÍCULO 7º: NOTIFICAR, Registrar, Publicar y oportunamente Archivar.-

Dr. JORGE FIGUEROA GARZON
SECRETARIO GENERAL
ENTE REGULADOR
DE LOS SERVICIOS PUBLICOS

ENTE REGULADOR DE LOS SERVICIOS PUBLICOS
SALTA

Dr. ARMANDO ISASMENDI
PRESIDENTE
ENTE REGULADOR DE
SERVICIOS PUBLICOS

833/12

ANEXOS RESOLUCIÓN

CUADRO TARIFARIO EDESA S.A.

TARIFA 1

PEQUEÑAS DEMANDAS < 10 KW

	Cargo fijo $/bim	Cargo fijo $/mes	Cargo variable sin subsidio ($/kwh)	Cargo variable subsidiado ($/kwh)
T1R1	21,83	10,92	0,5724	0,2444
T1R2 (E<=500KWh/mes)	45,47	22,74	0,5415	0,2136
T1R2 (500<E<=700KWh/mes)	55,40	27,70	0,5639	0,2363
T1R2 (700<E<=1400KWh/mes)	98,91	49,46	0,5547	0,2270
T1R2 (E>1400KWh/mes)	184,91	92,46	0,5902	0,2625
T1G1	28,56	14,28	0,6720	0,3790
T1G2(E<2000KWH/mes)	93,95	46,97	0,5797	0,2867
T1G2(E>=2000KWH/mes)	236,55	118,27	0,5969	0,3144
T1AP	--------	--------	0,6727	0,3532

TARIFA 2

DEMANDAS > 10 < 50 Kw

Cargo por máxima cap. de sum. contratada $/kw-mes	Cargo fijo $/mes	Cargo variable sin subsidio ($/kwh)	Cargo variable subsidiado ($/kwh)
79,78	10,53	0,3079	0,1040

TARIFA 3

> 50 Kw	Cargo por máxima cap. de sum. contratada $/kw-mes	Cargo por cap. de sum. contratada en hs. de punta $/kw-mes	Cargo fijo $/mes	Cargo variable sin subsidio horas pico ($/kwh)	Cargo variable sin subsidio horas resto($/kwh)	Cargo variable sin subsidio horas valle ($/kwh)	Cargo variable subsidiado horas pico ($/kwh)	Cargo variable subsidiado horas resto ($/kwh)	Cargo variable subsidiado horas valle ($/kwh)
BAJA TENSION - MEDIANA DEMANDA	32,34	47,44	10,53	0,5890	0,5406	0,5411	0,2029	0,1749	0,1682
BAJA TENSION - GRAN DEMANDA	32,34	47,44	10,53	0,6271	0,5900	0,5571	0,2660	0,2389	0,2202
MEDIA TENSION - MEDINA DEMANDA	13,15	26,81	378,43	0,7944	0,7546	0,7256	0,2713	0,2414	0,2231
MEDIA TENSION - GRAN DEMANDA	13,15	26,81	378,43	0,6901	0,6606	0,6270	0,2921	0,2668	0,2471
ALTA TENSION - GRAN DEMANDA	2,75	16,04	378,43	0,5233	0,4948	0,4736	0,2229	0,2014	0,1881

839/12

TARIFA 4

> 10 y < 100 Kw	Cargo por máxima cap. de sum. contratada $/kw-mes	Cargo por cap. de sum. contratada en hs. de punta $/kw-mes	Cargo fijo $/mes	Cargo variable pleno horas pico ($/kwh)	Cargo variable pleno horas resto($/kwh)	Cargo variable pleno horas valle ($/kwh)	Cargo variable subsidiado horas pico ($/kwh)	Cargo variable subsidiado horas resto ($/kwh)	Cargo variable subsidiado horas valle ($/kwh)
BAJA TENSION- MEDIANA DEMANDA	32,34	15,10	10,53	0,4825	0,4711	0,4592	0,2006	0,1876	0,1787

TARIFA 5

> 100 y < 300 Kw	Cargo por máxima cap. de sum. contratada $/kw-mes	Cargo por cap. de sum. contratada en hs. de punta $/kw-mes	Cargo fijo $/mes	Cargo variable sin subsidio horas pico ($/kwh)	Cargo variable sin subsidio horas resto($/kwh)	Cargo variable sin subsidio horas valle ($/kwh)	Cargo variable subsidiado horas pico ($/kwh)	Cargo variable subsidiado horas resto ($/kwh)	Cargo variable subsidiado horas valle ($/kwh)
BAJA TENSION - MEDIANA DEMANDA	32,34	15,10	10,53	0,5109	0,4996	0,4876	0,2291	0,2161	0,2072
BAJA TENSION - GRAN DEMANDA	32,34	15,10	10,53	0,5361	0,5248	0,5128	0,2888	0,2758	0,2669

TARIFA 6

> 300 Kw	Cargo por máxima cap. de sum. contratada $/kw-mes	Cargo por cap. de sum. contratada en hs. de punta $/kw-mes	Cargo fijo $/mes	Cargo variable sin subsidio horas pico ($/kwh)	Cargo variable sin subsidio horas resto($/kwh)	Cargo variable sin subsidio horas valle ($/kwh)	Cargo variable subsidiado horas pico ($/kwh)	Cargo variable subsidiado horas resto ($/kwh)	Cargo variable subsidiado horas valle ($/kwh)
MEDIA TENSION - MEDIANA DEMANDA	13,15	13,67	378,43	0,5458	0,5354	0,5245	0,2881	0,2762	0,2681
MEDIA TENSION - GRAN DEMANDA	13,15	13,67	378,43	0,5731	0,5628	0,5518	0,3470	0,3351	0,3270

TARIFA 7

y 50 Kw exclusivo para Usuarios de Riego	Cargo por máxima cap. de sum. contratada $/kw-mes	Cargo por cap. de sum. contratada en hs. de punta $/kw-mes	Cargo fijo $/mes	Cargo variable sin subsidio horas pico ($/kwh)	Cargo variable sin subsidio horas resto($/kwh)	Cargo variable sin subsidio horas valle ($/kwh)	Cargo variable subsidiado horas pico ($/kwh)	Cargo variable subsidiado horas resto ($/kwh)	Cargo variable subsidiado horas valle ($/kwh)
BAJA TENSION - MEDIANA DEMANDA	--------	--------	10,53	0,7401	0,7288	0,7168	0,4582	0,4453	0,4364

TARIFA 8

) Kw exclusivo para Usuarios de Riego Agri	Cargo por máxima cap. de sum. contratada $/kw-mes	Cargo por cap. de sum. contratada en hs. de punta $/kw-mes	Cargo fijo $/mes	Cargo variable sin subsidio horas pico ($/kwh)	Cargo variable sin subsidio horas resto($/kwh)	Cargo variable sin subsidio horas valle ($/kwh)	Cargo variable subsidiado horas pico ($/kwh)	Cargo variable subsidiado horas resto ($/kwh)	Cargo variable subsidiado horas valle ($/kwh)
BAJA TENSION - MEDIANA DEMANDA	--------	--------	10,53	0,6888	0,6775	0,6655	0,4069	0,3940	0,3851
BAJA TENSION - GRAN DEMANDA	--------	--------	10,53	0,7024	0,6911	0,6791	0,4550	0,4421	0,4332

ZONA FRANCA

Parque Industrial de Güemes	Cargo por máxima cap. de sum. contratada $/kw-mes	Cargo variable sin subsidio ($/kwh)	Cargo variable subsidiado ($/kwh)
BAJA TENSION - MEDIANA DEMANDA	20,76	1,02557	0,25895
MEDIA TENSION - MEDIANA DEMANDA	15,65	1,00319	0,25347
MEDIA TENSION - GRAN DEMANDA	15,65	1,00319	0,34515

8 3 3 / 1 2

ANEXO I - RESOLUCIÓN ENTE REGULADOR Nº

Tarifas para la Prestación de la Función Técnica del Transporte PAFTT (Peaje)

	Cargo por máxima cap. de sum. contratada $/kw-mes	Cargo por cap. de sum. contratada en hs. de punta $/kw-mes	Cargo fijo $/mes	Cargo variable sin subsidio horas pico ($/kwh)	Cargo variable sin subsidio horas resto($/kwh)	Cargo variable sin subsidio horas valle ($/kwh)	Cargo variable subsidiado horas pico ($/kwh)	Cargo variable subsidiado horas resto ($/kwh)	Cargo variable subsidiado horas valle ($/kwh)
T3-BAJA TENSION - MEDIANA DEMAND	32,34	26,84	18,32	0,1070	0,0997	0,0944	0,0768	0,0693	0,0644
T3-BAJA TENSION - GRAN DEMANDA	32,34	26,84	18,32	0,1084	0,0999	0,0946	0,0819	0,0732	0,0682
T3-MEDIA TENSION - MEDIANA DEMAN	13,15	20,73	658,47	0,0735	0,0680	0,0636	0,0674	0,0619	0,0576
T3-MEDIA TENSION - GRAN DEMANDA	13,15	20,73	658,47	0,0786	0,0710	0,0667	0,0733	0,0656	0,0614
T3-ALTA TENSION - GRAN DEMANDA	2,75	2,77	658,47	0,0517	0,0493	0,0467	0,0517	0,0492	0,0467
T4-BAJA TENSION- MEDIANA DEMANDA	16,17	1,83	109,69	0,1459	0,1317	0,1240	0,1157	0,1013	0,0939
T5 - BAJA TENSION - MEDIANA DEMAN	16,17	12,51	188,17	0,1122	0,1097	0,1071	0,0820	0,0793	0,0771
T5 - BAJA TENSION - GRAN DEMANDA	16,17	12,51	188,17	0,1122	0,1097	0,1071	0,0857	0,0830	0,0808
T6 - MEDIA TENSION - MEDIANA DEMA	13,15	9,07	692,53	0,0961	0,0959	0,0956	0,0901	0,0898	0,0896
T6 - MEDIA TENSION - GRAN DEMANDA	13,15	9,07	692,53	0,1016	0,1014	0,1011	0,0963	0,0961	0,0959
T7 - BAJA TENSIÓN - MEDIANA DEMAN	--------	--------	48,75	0,2731	0,2719	0,2706	0,2429	0,2415	0,2405
T8 - BAJA TENSION - MEDIANA DEMAN	--------	--------	152,15	0,2319	0,2307	0,2294	0,2017	0,2003	0,1993
T8 - MEDIA TENSION - GRAN DEMANDA	--------	--------	152,15	0,2552	0,2540	0,2527	0,2287	0,2273	0,2263

Referencias :

PD = Pequeñas Demandas (< 10 KW)

MD = Medianas Demandas (10 a 300 KW)

GD = Grandes Demandas (>= 300 KW)

Los valores tarifarios aquí consignados son anteriores a las cargas impositivas correspondientes

833/12

ANEXO II – RESOLUCIÓN ENTE REGULADOR Nº

READECUACIÓN DEL RÉGIMEN TARIFARIO – NORMAS DE APLICACIÓN DEL CUADRO TARIFARIO

Tarifa Nro.1-Capítulo 1-Inciso 3)

Inciso 1) La Tarifa Nro. 1 se aplica para cualquier uso de la energía eléctrica a los usuarios cuya demanda máxima no sea superior a los 10 Kw.

Inciso 2) Por la prestación de la energía eléctrica, con excepción de aquéllas encuadradas en la Tarifa Nro. 1-A.P., el usuario pagará:

a) Un cargo fijo, haya o no consumo de energía

b) Un cargo variable en función de la energía consumida

Los valores iniciales correspondientes a los cargos señalados en a) y b) se indicarán en el Cuadro Tarifario Inicial, y se recalcularán según se establece en el Anexo III de la presente Resolución, PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACIÓN DEL CUADRO TARIFARIO.

Inciso 3) Los cargos que anteceden rigen para un factor de potencia inductivo (Cos φ) igual o superior a 0,85. La Distribuidora se reserva el derecho de verificar el factor de potencia; en el caso que el mismo fuese inferior a 0,85, está facultada a aumentar los cargos indicados en el Inciso 2), según se indica a continuación:

- Cos φ < de 0,85 hasta 0,75: 10%
- Cos φ < de 0,75: 20%

A tal efecto, la Distribuidora podrá, a su opción, efectuar mediciones y registro de la suma de energía reactiva suministrada en el período de facturación, en los horarios de pico mas resto, con el objeto de establecer el valor medio del factor de potencia en dichos horarios.

Si de las mediciones efectuadas surgiese que el factor de potencia es inferior a 0,85, la Distribuidora notificará al usuario tal circunstancia, otorgándole un plazo de sesenta (60) días para la normalización de dicho factor.

Si una vez transcurrido el plazo aún no se hubiese corregido la anormalidad, la Distribuidora estará facultada a aumentar los cargos indicados en el Inciso 2) a partir de la primer facturación que se emita con posterioridad a la comprobación de la anomalía, y hasta tanto la misma no sea subsanada.

Cuando el valor medio del factor de potencia fuese inferior a 0,60, la Distribuidora, previa notificación, podrá suspender el servicio eléctrico hasta tanto el usuario adecue sus instalaciones a fin de superar dicho valor límite.

La disposición reseñada será de aplicación paulatina para los usuarios de la tarifa T1, autorizando su aplicación solamente a aquellos suministros pertenecientes a la categoría G2 con consumos superiores a los 300 Kwh. mensuales y cuyo cos φ fuese inferior a 0,80; dejando para una etapa posterior el análisis de la mejor oportunidad para ajustar progresivamente este concepto a los términos del Contrato.

De la contratación de Potencias:

Los usuarios de medianas y grandes demandas convendrán por escrito con la Distribuidora, la capacidad de suministro necesaria para su abastecimiento y la tarifa en la que desean encuadrarse.

La capacidad de suministro (en punta y fuera de punta) queda definida como la potencia en KW – promedio de 15 minutos consecutivos – que la Distribuidora pondrá a disposición del usuario en cada punto de entrega.

El valor convenido será válido y aplicable a los efectos de la facturación de los cargos correspondientes, durante un período de doce (12) meses consecutivos, haciendo la salvedad de que el usuario podrá optar por dos capacidades de suministro durante el mismo período.

En caso de que el usuario haga uso de esta opción, los valores de capacidad de suministro a convenir deberán encontrarse dentro del rango de definición de la tarifa elegida.

Adicionalmente, los períodos a considerar serán de seis (6) meses consecutivos y el mínimo valor de capacidad de suministro que el usuario puede acordar con la Distribuidora, queda definida por el límite inferior del rango de aplicación de la tarifa en la que está categorizado.

En orden a lo expresado, las mínimas potencias a convenir son las que a continuación se detallan:

Tarifa T2 : 10 KW
Tarifa T3 : 50 KW

Transcurrido el plazo de doce (12) meses consecutivos y hasta tanto el usuario no comunique por escrito a la Distribuidora su decisión de prescindir parcial o totalmente de la capacidad de suministro puesta a su disposición, o bien de solicitar un incremento de la misma, la Distribuidora está facultada a facturar la capacidad antes convenida.

Las disposiciones arriba descriptas no resultarán de aplicación a las tarifas con cargos por capacidad energizados (T4, T5 y T6) ya que éstas estructuras tarifarias han sido elaboradas considerando las demandas estacionales de los usuarios allí caracterizados.

Penalización por Excedencia de Potencia

Para Demandas < 50 KW

Las transgresiones de potencia serán penalizadas – cuando correspondiere - con las previsiones del inciso 5) del Capítulo 2 del Anexo I del Contrato de Concesión, es decir:

"En caso que el usuario tomara una potencia superior a la convenida y sin perjuicio de lo que corresponda para evitar un nuevo exceso, en el período de facturación en que se haya producido la trasgresión, la Distribuidora facturará la potencia realmente registrada, más un recargo del cincuenta por ciento (50 %) del valor del cargo por Kw., aplicado a la capacidad de suministro excedida respecto de la convenida.

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

Se elimina lo establecido en el Inciso 6) del Capitulo 2 del Anexo I del Contrato de Concesión, reemplazándose su texto por:

"Si luego de cinco (5) periodos de facturación ocurridos dentro de los últimos doce (12), en los que la potencia máxima registrada supere los 50 Kw., y previa notificación con treinta (30) días de anticipación al vencimiento de la siguiente factura (y en tanto el usuario no se presente en el interín a pactar un nuevo contrato en una categoría acorde a la máxima potencia registrada en el período antedicho), se recategorizará al usuario conforme su demanda.

Para demandas > 50 KW

Sin perjuicio de lo establecido en el inciso 3) del Capítulo 3 del Anexo I del Contrato de Concesión y el inciso g) del Artículo 2 del Régimen de Suministro de Energía Eléctrica, para demandas contratadas de más de 50 kW, en caso de que el usuario tomara una potencia superior a la convenida y siempre que ello no signifique poner en peligro las instalaciones de la distribuidora, esta última - en el período de facturación que corresponda a la transgresión - facturará la demanda efectiva de potencia en cada banda horaria como se indica a continuación:

a) Cuando el usuario tomara una potencia superior a la convenida en cada banda horaria, de hasta un DIEZ POR CIENTO (10%) inclusive, se le facturará:

- la potencia realmente registrada, con los cargos correspondientes a las tarifas aplicables (máximas ó convenidas, las que correspondan)
- por la excedencia ocurrida en horas fuera de punta, un recargo del VEINTE POR CIENTO (20 %) del valor del cargo por kW de máxima capacidad de suministro convenida en horas fuera de punta, aplicado a la excedencia de potencia en esa banda horaria.
- por la excedencia en horas de punta, un recargo del CINCUENTA POR CIENTO (50%) del valor de los cargos por capacidad de suministro en horas de punta (valor del cargo por máxima capacidad contratada más el valor del cargo por demanda de capacidad en horas de punta) aplicado a la excedencia de potencia en esa banda horaria.

b) Cuando la potencia excedida respecto de la convenida en cada banda horaria, se eleve por sobre un Diez por ciento (10%) y hasta un VEINTE POR CIENTO (20%) inclusive, se le facturará:

- La potencia realmente registrada, con los cargos correspondientes a las tarifas aplicables (máximas ó convenidas, según corresponda)
- por la excedencia en horas fuera de punta un recargo del CINCUENTA POR CIENTO (50 %) del valor del cargo por cada kW de máxima capacidad de suministro convenida, aplicado a la excedencia en esa banda horaria
- por la excedencia en horas de punta, un recargo del SETENTA POR CIENTO (70%) del valor de los cargos por capacidad de suministro en horas de punta (valor del cargo por máxima capacidad contratada más el valor del cargo por demanda de capacidad en horas de punta) aplicado a la excedencia en esa banda horaria.

c) Cuando la potencia excedida respecto de la convenida en cada banda horaria, se eleva por sobre un VEINTE POR CIENTO (20%) y hasta un TREINTA POR CIENTO (30%) inclusive, se le facturará:

- La potencia realmente registrada, con los cargos correspondientes a las tarifas aplicables (máximas ó convenidas, según corresponda)
- Por la excedencia en horas fuera de punta, un recargo del SETENTA POR CIENTO (70 %) del valor del cargo por cada kW de máxima capacidad de suministro convenida, aplicado a la excedencia en horas fuera de punta,
- Por la excedencia en horas de punta, un recargo del CIEN POR CIENTO (100%) del valor de los cargos por capacidad de suministro en horas de punta (valor del cargo por máxima capacidad contratada más el valor del cargo por demanda de capacidad en horas de punta) aplicado a la excedencia en horas de punta.

d) Cuando la potencia excedida respecto de la convenida en cada banda horaria, se eleva por sobre un TREINTA POR CIENTO (30 %) se le facturará:

- La potencia realmente registrada, con los cargos correspondientes a las tarifas aplicables (máximas ó convenidas, según corresponda)

- Por la excedencia en horas fuera de punta, un recargo del CIEN POR CIENTO (100 %) del valor del cargo por cada kW de máxima capacidad de suministro convenida, aplicado a la excedencia en horas fuera de punta.

- Por la excedencia en horas de punta, un recargo del CIENTO TREINTA POR CIENTO (130%) del valor de los cargos por capacidad de suministro en horas de punta

(valor del cargo por máxima capacidad contratada más el valor del cargo por demanda de capacidad en horas de punta), aplicado a la excedencia en horas de esa banda horaria.

Ocurridos 4 períodos de facturación dentro de tos últimos 12, en los que la potencia máxima registrada supera a la contratada en punta y/o fuera de punta, y previa notificación con 30 días de anticipación al vencimiento de la siguiente factura (y en tanto el usuario no se presente en el ínterin a solicitar la adecuación de la capacidad contratada, en punta y/o fuera de punta), se readecuará la capacidad contratada en punta y/o fuera de punta, a las máximas demandas en cada banda horaria registrada en el período antedicho.

La readecuación de la capacidad sobre la base de este régimen, tendrá los efectos de la firma de un nuevo contrato de suministro".

De las categorías tarifarias para riego agrícola

Se entiende por consumo para riego agrícola, a aquel que se afecta al exclusivo uso de la extracción de aguas subterráneas y/o bombeo de aguas, cuyo destino específico es el riego de tierras destinadas a la producción agropecuaria.

Para todos los usuarios de medianas y grandes demandas con consumos de riego agrícola, la Distribuidora podrá autorizar independizar aquellos destinados al bombeo del resto de la demanda, instalando un medidor sobre el que se aplicará la tarifa correspondiente.

Las tarifas para riego – T7 y T8 - continuarán aplicándose a usuarios con demandas mayores a 10 Kw. en el primer caso y 50 Kw. en el segundo y de este modo, mantienen su vigencia por un nuevo período tarifario con los alcances que poseen actualmente.

833/12

ANEXO IV – RESOLUCIÓN ENTE REGULADOR Nº
INDICADOR TESTIGO

IT = FI VNR * IV VNR + FI GE * IV GE

Donde:

- **IT** = Índice testigo de variación del VAD
- **FI VNR** = Factor de Incidencia del Componente VNR
- **IV VNR** = Índice de Variación del Componente VNR
- **FI GE** = Factor de Incidencia del Componente Gastos de Explotación
- **IV GE** = Índice de Variación del Componente Gastos de Explotación

La presente fórmula permite la obtención de un indicador testigo respecto de la variación del Valor Agregado de Distribución (VAD). Este cálculo deberá efectuarse en plazos no menores a 12 meses.

Si al cabo de 12 (doce) meses, del resultado de la fórmula surgiera un incremento en el VAD superior a un 5%, la Distribuidora podrá hacer una presentación fundada, acreditando fehacientemente el incremento real producido en sus costos, producto de la inflación. El Ente Regulador analizará dicha presentación y de corresponder, autorizará los ajustes tarifarios del caso con el fin de reestablecer el equilibrio económico de la Concesión.

Por el contrario, si el indicador testigo arrojara un resultado que reflejara una variación negativa superior al 5%, el Ente Regulador procederá a analizar y ajustar las tarifas en consecuencia.

Respecto del VNR:

- **FI VNR** = 0,4886
- **IV VNR** = de acuerdo a la siguiente expresión

IVVNR = 0,2050 * IVMOC + 0,1467 * IVIC + 0,0512 * IVGGC + 0,0372 * IVPRP + 0,1487 * IVPOMB + 0,0801 * IVPMeMyE + 0,0744 * IVMyE + 0,2567 * IVMyAE

Los índices y sus fuentes son los siguientes:

ÍNDICE	DESCRIPCIÓN
IVMOC	Variación de índices de la Mano de Obra del Costo de la Construcción del INDEC
IVIC	Variación de índices de los Materiales del Costo de la Construcción del INDEC
IVGGC	Variación de índices de los Gastos Generales del Costo de la Construcción del INDEC
IVPRP	Variación de índices de Productos Refinados del Petróleo del IPIB-Nacional del INDEC
IVPMB	Variación de índices de Productos Metálicos Básicos del IPIB-Nacional del INDEC
IVPMeMyE	Variación de índices de Productos Metálicos excepto Máquinas y Equipos del IPIB-Nacional del INDEC
IVMyE	Variación de índices de Máquinas y Equipos del IPIB-Nacional del INDEC
IVMyAE	Variación de índices de Máquinas y Aparatos Eléctricos del IPIB-Nacional del INDEC

A los efectos de calcular las variaciones mencionadas precedentemente deberá tomarse como período base, aquel en el que se produzca la entrada en vigencia de la presente Resolución.

Respecto de los Gastos de Explotación:

- **FI GE** = 0,5114
- **IV GE** = de acuerdo a la siguiente expresión

IV GE = 0,2345 * IVCCNG + 0,3818 * IVSSPR + 0,3838 * IVGGC

Los índices y sus fuentes son los siguientes:

833/12

ÍNDICE	DESCRIPCIÓN
IVCCNG	Variación de índices del Nivel General del Costo de la Construcción del INDEC
IVSSPR	Variación de índices de Salarios del Sector Privado Registrado
IVGGC	Variación de índices de los Gastos Generales del Costo de la Construcción del INDEC

A los efectos de calcular las variaciones mencionadas precedentemente deberá tomarse como período base, aquel en el que se produzca la entrada en vigencia de la presente Resolución.

833/12

ANEXO III RESOLUCIÓN ENTE REGULADOR Nº

PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACIÓN DEL CUADRO TARIFARIO

El procedimiento para la determinación de los valores del cuadro tarifario expresados en el Anexo I, es el indicado a continuación:

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

Para los usuarios encuadrados en la tarifa de Pequeñas Demandas, Uso Residencial, se aplicarán cinco (5) tarifas distintas de acuerdo a su encuadramiento.

Para realizar dicho encuadramiento se evaluarán las energías registradas por el usuario al momento de su facturación.

- T1-R1: Se aplicarán los valores correspondientes a esta categoría, cuando el consumo del usuario sea igual o inferior 192 Kwh/mes.
- T1-R2 (E<=500 Kwh/mes): Se aplicarán los valores correspondientes a esta categoría, cuando el consumo del usuario sea mayor a 192 Kwh/mes y menor o igual a 500 Kwh/mes.
- T1-R2 (500< E<=700 Kwh/mes): Se aplicarán los valores correspondientes a esta categoría, cuando el consumo del usuario sea mayor a 500 Kwh/mes y menor o igual a 700 Kwh/mes.
- T1-R2 (700< E<=1400 Kwh/mes): Se aplicarán los valores correspondientes a esta categoría, cuando el consumo del usuario sea mayor a 700 Kwh/mes y menor o igual a 1400 Kwh/mes.
- T1-R2 (E>1400 Kwh/mes): Se aplicarán los valores correspondientes a esta categoría, cuando el consumo del usuario sea mayor a 1400 Kwh/mes.

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

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

- **Cargos fijos bimestrales.**

a) Para T1R1 <= 192

$$CF = (\{[(CPMEM*(1 - FPART) + CGPR * FPART) * PPABT + CVADBT/2] * FINC + GC\} * 2)/ 0,944$$

b) Para las categorías de T1R2

$$CF = (\{[(CPMEM*(1-FPART)+CGPR*FPART)*PPABT+CVADBT]*FINC+GC\}*2)/0.944$$

Donde:

CF	**Cargo Fijo**
CPMEM	Costo Potencia MEM – Actualizable trimestralmente coincidiendo con los cambio en el MEM
CPGPR	Costo Potencia Generación Propia
FPARTP	Factor Participación de Generación Propia - Actualizable trimestralmente coincidiendo con los cambio en el MEM
PPABT	Pérdida Potencia Acumulada Baja Tensión
CVADBT	VAD a nivel Baja Tensión
FINC	Factor de Incidencia
GC	Gastos Comerciales de usuarios de Baja Tensión

Los valores de aplicación serán los siguientes:

Categoría	CPGPR	FPART	PPABT	CVADBT	FINC	GC
TR1<192 Kwh/mes	208,04	0,045	1,1382	61,06	0,008128	9,94
T1-R2 (E<=500 Kwh/mes)	208,04	0,045	1,1382	61,06	0,153000	9,94
T1-R2 (500< E<=700 Kwh/mes)	208,04	0,045	1,1382	61,06	0,215190	9,94
T1-R2 (700< E<=1400 Kwh/mes)	208,04	0,045	1,1382	61,06	0,487900	9,94
T1-R2 (E>1400 Kwh/mes)	208,04	0,045	1,1382	61,06	1,026850	9,94

- **Cargos Variables**

a) Para T1R1 <192

Cv = (((CEPMEM + CTRCOM) * (1 - FPARTE) + CEPPR * FPARTE) * PEABT * PREP + ((CEVMEM + CTRCOM) * (1 -FPARTE) + CEVPR * FPARTE) * PEABT * PREV + ((CERMEM + CTRCOM) * (1 - FPARTE) + + CERPR * FPARTE) * PEABT * PRER)+ [(CPMEM * (1 - FPARTP) + CPGPR * FPARTP) * PPABT + CVADBT/2] * FINCE)/0,944

b) Para las categorías de T1R2

Cv = (((CEPMEM + CTRCOM) * (1 - FPARTE) + CEPPR * FPARTE) * PEABT * PREP + ((CEVMEM + CTRCOM) * (1 -FPARTE) + CEVPR * FPARTE) * PEABT * PREV + ((CERMEM + CTRCOM) * (1 - FPARTE) + CERPR*FPARTE) * PEABT*PRER) + [(CPMEM * (1 - FPARTP) + CPGPR * FPARTP) * PPABT + CVADBT] * FINCE)/0,944

833/12

Donde:

Cv	Cargo Variable
CEPMEM	Costo Energía Punta en MEM - Actualizable trimestralmente coincidiendo con los cambio en el MEM
CEVMEM	Costo Energía Valle en MEM - Actualizable trimestralmente coincidiendo con los cambio en el MEM
CERMEM	Costo Energía Resto en MEM - Actualizable trimestralmente coincidiendo con los cambio en el MEM
CEPPR	Costo Generación Propia en Punta - Actualizable trimestralmente
CEVPR	Costo Generación Propia en Valle - Actualizable trimestralmente
CERPR	Costo Generación Propia en Resto - Actualizable trimestralmente
PEPABT	Pérdida de Energía Acumulada Baja Tensión en Punta
PEVABT	Pérdida de Energía Acumulada Baja Tensión en Valle
PERABT	Pérdida de Energía Acumulada Baja Tensión en Resto
FPARTE	Factor de Participación de Generación Energía Propia - Actualizable trimestralmente
CPMEM	Costo de Potencia MEM - Actualizable trimestralmente coincidiendo con los cambio en el MEM
CPGPR	Costo Potencia Generación Propia
CVADBT	VAD a nivel Baja Tensión
FPARTP	Factor de Participación de Generación Potencia Propia - Actualizable trimestralmente coincidiendo con los cambio en el MEM
PPABT	Pérdida Potencia Acumulada Baja Tensión
FINCE	Factor de Incidencia
PREP	Proporción Energía en Punta
PREV	Proporción Energía en Valle
PRER	Proporción Energía en Resto
CTRCOM	Costo Comercialización Transferido a Energía

Los valores de aplicación serán los siguientes:

Categoría	CTRCOM	PEABT	FPARTE	CPGPR	CVADBT	FPARTP	PPABT	FINCE	PREP	PREV	PRER
TR1<192	0,02078	1,12	0,030	208,04	61,06	0,045	1,1382	0,003253	0,33	0,23	0,44
T1-R2 (E<=500 Kwh/mes)	0,02078	1,12	0,030	208,04	61,06	0,045	1,1382	0,001548	0,33	0,23	0,44
T1-R2 (500< E<=700 Kwh/mes	0,02078	1,12	0,030	208,04	61,06	0,045	1,1382	0,001836	0,30	0,25	0,45
T1-R2 (700< E<=1400 Kwh/mes	0,02078	1,12	0,030	208,04	61,06	0,045	1,1382	0,001720	0,30	0,25	0,45
T1-R2 (E>1400 Kwh/mes	0,02078	1,12	0,030	208,04	61,06	0,045	1,1382	0,002165	0,30	0,25	0,45

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

Para los usuarios encuadrados en la tarifa de Pequeñas Demandas Uso General se aplicarán tres (3) tarifas distintas de acuerdo a su encuadramiento

Para realizar dicho encuadramiento se evaluarán las energías registradas por el usuario al momento de su facturación.

- T1-G1: Se aplicarán los valores correspondientes a esta categoría, cuando el consumo del usuario sea igual o inferior 205 Kwh/mes.
- T1-G2 (E< 2000 Kwh/mes): Se aplicarán los valores correspondientes a esta categoría, cuando el consumo del usuario sea mayor a 205 Kwh/mes y menor a 2000 Kwh/mes.
- T1-G2 (E>=2000 Kwh/mes): Se aplicarán los valores correspondientes a esta categoría, cuando el consumo del usuario sea mayor o igual a 2000 Kwh/mes.

Para realizar dicho encuadramiento se evaluarán las energías registradas en el suministro durante el mes correspondiente a la facturación.

El límite técnico definido, está relacionado con estadísticas de consumo de los usuarios no residenciales con demandas menores o iguales a 10 KW. Este límite se ha modificado respecto del previsto en el Anexo II del Contrato de Concesión en razón del análisis de las curvas características de consumo.

Los recargos por bajo factor de potencia se aplicarán con las previsiones del inciso 3) del Capítulo 1 del Anexo I del Contrato de Concesión.

Prorrateo: los consumos correspondientes a períodos inferiores a 30 (TREINTA) días se facturarán con la calificación de R1 ó R2 y G1 ó G2 según surja del prorrateo de la cantidad de días considerados.

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

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

- **Cargo Fijo**

$$CF = \{[(CPMEM*(1-FPART)+CGPR*FPART)*PPABT+CVADBT]*FINC+GC\}*2/0,944$$

Donde:

CF	Cargo Fijo
CPMEM	Costo Potencia MEM – Actualizable trimestralmente coincidiendo con los cambio en el MEM
CPGPR	Costo Potencia Generación Propia
FPARTP	Factor Participación de Generación Propia - Actualizable trimestralmente coincidiendo con los cambio en el MEM
PPABT	Pérdida Potencia Acumulada Baja Tensión
CVADBT	VAD a nivel Baja Tensión
FINC	Factor de Incidencia
GC	Gastos Comerciales de usuarios de Baja Tensión

Los valores de aplicación serán los siguientes:

Categoría	CPGPR	FPART	PPABT	CVADBT	FINC	GC
T1G1 <= 205 Kwh/mes	208,04	0,045	1,1382	61,06	0,047000	9,94
T1 G2 < 2000 Kwh/mes	208,04	0,045	1,1382	61,06	0,456790	9,94
T1 G2 > = 2000 Kwh/mes	208,04	0,045	1,1382	61,06	1,350430	9,94

- **Cargos variables**

Cv = (((CEPMEM + CTRCOM) * (1 - FPARTE) + CEPPR * FPARTE) * PEABT * PREP + ((CEVMEM + CTRCOM) * (1 -FPARTE) + CEVPR * FPARTE) * PEABT * PREV + ((CERMEM + CTRCOM) * (1 - FPARTE) + CERPR*FPARTE) * PEABT*PRER) + [(CPMEM * (1 - FPARTP) + CPGPR * FPARTP) * PPABT + CVADBT] * FINCE)/0,944

Donde:

Cv	Cargo Variable
CEPMEM	Costo Energía Punta en MEM - Actualizable trimestralmente coincidiendo con los cambio en el MEM
CEVMEM	Costo Energía Valle en MEM - Actualizable trimestralmente coincidiendo con los cambio en el MEM
CERMEM	Costo Energía Resto en MEM - Actualizable trimestralmente coincidiendo con los cambio en el MEM
CEPPR	Costo Generación Propia en Punta – Actualizable trimestralmente
CEVPR	Costo Generación Propia en Valle - Actualizable trimestralmente
CERPR	Costo Generación Propia en Resto – Actualizable trimestralmente
PEABT	Pérdida de Energía Acumulada Baja Tensión en Punta
PEVABT	Pérdida de Energía Acumulada Baja Tensión en Valle
PERABT	Pérdida de Energía Acumulada Baja Tensión en Resto
FPARTE	Factor de Participación de Generación Energía Propia - Actualizable trimestralmente
CPMEM	Costo de Potencia MEM - Actualizable trimestralmente coincidiendo con los cambio en el MEM
CPGPR	Costo Potencia Generación Propia
CVADBT	VAD a nivel Baja Tensión
FPARTP	Factor de Participación de Generación Potencia Propia - Actualizable trimestralmente coincidiendo con los cambio en el MEM
PPABT	Pérdida Potencia Acumulada Baja Tensión
FINCE	Factor de Incidencia
PREP	Proporción Energía en Punta

PREV	Proporción Energía en Valle
PRER	Proporción Energía en Resto
GC	Gastos Comerciales de usuarios de Baja Tensión
CTRCOM	Costo Comercialización Transferido a Energía

Los valores de aplicación serán los siguientes:

Categorías	CTRCOM	PEABT	FPARTE	CPGPR	CVADBT	FPARTP	PPABT	FINCE	PREP	PREV	PRER
T1G1 <= 205 Kwh/mes	0,02078	1,12	0,030	208,04	61,06	0,045	1,1382	0,003118	0,33	0,15	0,52
T1 G2 < 2000 Kwh/mes	0,02078	1,12	0,030	208,04	61,06	0,045	1,1382	0,001961	0,33	0,15	0,52
T1 G2 > = 2000 Kwh/mes	0,02078	1,12	0,030	208,04	61,06	0,045	1,1382	0,002194	0,27	0,21	0,52

A.3) Pequeñas Demandas – Alumbrado Público (Tarifa 1 - AP)

- **Cargo Fijo**

CF = 0

- **Cargos variables.**

Cv = (((CEPMEM + CTRCOM) * (1 - FPARTE) + CEPPR * FPARTE) * PEABT * PREP + ((CEVMEM + CTRCOM) * (1 - FPARTE) + CEVPR * FPARTE) * PEABT * PREV + ((CERMEM + CTRCOM) * (1 - FPARTE) + CERPR * FPARTE) * PEABT * PRER) + [(CPMEM * (1 - FPARTP) + CPGPR * FPARTP) * PPABT + CVADBT + GC] * 2/720)/0,944

Los valores de aplicación serán los siguientes:

	CTRCOM	PEABT	FPARTE	CPGPR	CVADBT	FPARTP	PPABT	PREP	PREV	PRER	GC
TAP	0,02078	1,12	0,030	208,04	61,06	0,045	1,1382	0,27	0,21	0,52	9.94

A.4) Medianas Demandas (Tarifa 2)

Esta tarifa es de aplicación para suministros entre 10 Kw. y 50 Kw. de demanda media de potencia en quince minutos consecutivos.

Para los usuarios encuadrados en la tarifa T2 se aplicará una tarifa que se compondrá de un cargo fijo mensual, un cargo por demanda máxima contratada y un cargo variable por unidad de energía consumida. Dichos cargos se determinarán de acuerdo a las siguientes expresiones:

CMXCP = [(CPMEM * (1-FPARTP) + CPGPR*FPARTP) * PPABT + CVADBT]/0,944

CF = GC/0,944

Cv = (((CEPMEM + CTRCOM) * (1-FPARTE) + CEPPR*FPARTE) * PEABT * PREP + ((CEVMEM + CTRCOM) * (1-FPARTE) + CEVPR*FPARTE) * PEABT * PREV + ((CERMEM + CTRCOM) * (1 - FPARTE) + CERPR *FPARTE)* PEABT * PRER))*FCCR/0,944

Donde:

CMXCP	Cargo por máxima capacidad de suministro contratada $/kw-mes
CF	Cargo fijo $/mes
CV	Cargo variable $/kwh
FCCR	Factor de Corrección

Las otras variables tienen la misma definición que para pequeñas demandas

Los valores de aplicación serán los siguientes:

T2	CTRCOM	PEABT	FPARTE	PREP	PREV	PRER	FCCR	GC	CPGPR	CVADBT	FPARTP	PPABT
CMXCP									208,04	61,06	0,045	1,1382
CF								9,94				
CV	0,02078	1,12	0,030	0,33	0,23	0,44	0,72241					

A.5) Grandes demandas en Baja Tensión (Tarifa 3 – BT MD ó GD)

Para los usuarios encuadrados en las tarifas correspondientes a Grandes Demandas en Baja Tensión (MD ó GD), se aplicará una tarifa que se compondrá de un cargo fijo

mensual, de un cargo por demanda máxima contratada, un cargo por demanda en horario de punta y tres cargos por energía de acuerdo al horario de consumo, punta, valle y resto.

Los horarios en que deberán considerarse los tramos mencionados serán coincidentes con los que aplique CAMMESA, para las transacciones al nivel mayorista.

Los cargos por capacidad de suministros, los cargos variables y fijos se determinarán de acuerdo a las siguientes expresiones:

CMXCP = CVADBT/2/0,944

CCSHP = ([(CPMEM*(1-FPARTP)+CPGPR*FPARTP)]*PPABT+CVADBT/2)/0,944

CF = GC/0,944

Cvi = ([(CEiMEM + CTRCOM) * (1 - FPARTE) + CEiPR * FPARTE] * PEABT * FCCR)/0,944; para i = P, V, R (MD ó GD)

Donde:

CMXCP	Cargo por máxima capacidad de suministro contratada $/kw-mes
CCSHP	Cargo por capacidad de suministro contratada en hs. de punta $/kw-mes
CF	Cargo fijo $/mes
CVP	Cargo variable horas pico $/kwh
CVV	Cargo variable horas resto $/kwh
CVR	Cargo variable horas valle $/kwh
FCCR	Factor de Corrección

Las otras variables tienen las mismas definiciones anteriores

Los valores de aplicación serán los siguientes:

T3	**CTRCOM**	**FCCR**	**PEABT**	**FPARTE**	**GC**	**CPGPR**	**CVADBT**	**FPARTP**	**PPABT**
Baja Tensión Mediana Demanda									
CMXCP							61,06		
CCSHP						208,04	61,06	0,045	1,1382
CF					9,94				
CVP	0,02078	1,37	1,12	0,030					
CVV	0,02078	1,33	1,12	0,030					
CVR	0,02078	1,29	1,12	0,030					

T3	CTRCOM	FCCR	PEABT	FPARTE	GC	CPGPR	CVADBT	FPARTP	PPABT
Baja Tensión Grandes Demandas									
CMXCP							61,06		
CCSHP						208,04	61,06	0,045	1,1382
CF					9,94				
CVP	0,02078	1,46	1,12	0,030					
CVV	0,02078	1,37	1,12	0,030					
CVR	0,02078	1,41	1,12	0,030					

A.6) Grandes demandas en Media Tensión (Tarifa 3 – MT MD ó GD)

Para los usuarios encuadrados en las tarifas correspondientes a Grandes Demandas en Media Tensión (MD ó GD), se aplicará una tarifa que se compondrá de un cargo fijo mensual, de un cargo por demanda máxima contratada, un cargo por demanda en horario de punta y tres cargos por energía de acuerdo al horario de consumo, punta, valle y resto.

Los horarios en que deberán considerarse los tramos mencionados serán coincidentes con los que aplique CAMMESA, para las transacciones al nivel mayorista.

Los cargos por capacidad de suministro, los cargos variables y fijos se determinarán de acuerdo a las siguientes expresiones:

CMXCP = CVADMT/2/0,944

CCSHP = ([(CPMEM*(1-FPARTP)+CPGPR*FPARTP)]*PPAMT+CVADMT/2)/0,944

CF = GC/0,944

Cvi = ([(CEiMEM + CTRCOM) * (1 - FPARTE) + CEiPR * FPARTE] * PEAMT * FCCR)/0,944; para i = P, V, R (MD ó GD)

Donde:

CMXCP	Cargo por máxima capacidad de suministro contratada $/kw-mes

CCSHP	Cargo por capacidad de suministro contratada en hs. de punta $/kw-mes
CF	Cargo fijo $/mes
CVP	Cargo variable horas pico $/kwh
CVV	Cargo variable horas resto $/kwh
CVR	Cargo variable horas valle $/kwh
FCCR	Factor de Corrección

Las otras variables tienen las mismas definiciones anteriores

Los valores de aplicación serán los siguientes:

T3	CTRCOM	FCCR	PEAMT	FPARTE	GC	CPGPR	CVADMT	FPARTP	PPAMT
Media Tensión Mediana Demanda									
CMXCP							24,82		
CCSHP						208,04	24,82	0,045	1,03
CF					357,24				
CVP	0,02078	2,03	1,024	0,030					
CVV	0,02078	1,96	1,024	0,030					
CVR	0,02078	1,98	1,024	0,030					

T3	CTRCOM	FCCR	PEAMT	FPARTE	GC	CPGPR	CVADMT	FPARTP	PPAMT
Media Tensión Grandes Demandas									
CMXCP							24,82		
CCSHP						208,04	24,82	0,045	1,03
CF					357,24				
CVP	0,02078	1,76	1,024	0,030					
CVV	0,02078	1,69	1,024	0,030					
CVR	0,02078	1,73	1,024	0,030					

A.7) Grandes Demandas en Alta Tensión (tarifa 3-AT)

Para los usuarios encuadrados en las tarifas correspondientes a Grandes Demandas en Alta Tensión, se aplicará una tarifa que se compondrá de un cargo fijo mensual, de un cargo por demanda máxima contratada, un cargo por demanda en horario de punta y tres cargos por energía de acuerdo al horario de consumo, punta, valle y resto.

Los horarios en que deberán considerarse los tramos mencionados serán coincidentes con los que aplique CAMMESA, para las transacciones al nivel mayorista.

Los cargos por capacidad de suministro, los cargos variables y fijos se determinarán de acuerdo a las siguientes expresiones:

CMXCP = CVADAT/2/0,944

CCSHP = ((CPMEM*(1-FPARTP)+CPGPR*FPARTP)*PPAAT+CVADAT/2)/0,944

CF = GC/0,944

Cvi = ([(CEiMEM + CTRCOM) * (1 - FPARTE) + CEiPR * FPARTE] * PEAAT * FCCR)/0,944; para i = P, V, R

Donde:

CMXCP	Cargo por máxima capacidad de suministro contratada $/kw-mes
CCSHP	Cargo por capacidad de suministro contratada en hs. de punta $/kw-mes
CF	Cargo fijo $/mes
CVP	Cargo variable horas pico $/kwh
CVV	Cargo variable horas resto $/kwh
CVR	Cargo variable horas valle $/kwh
FCCR	Factor de Corrección

Las otras variables tienen las mismas definiciones anteriores

Los valores de aplicación serán los siguientes:

T3	CTRCOM	FCCR	PEAAT	FPARTE	GC	CPGPR	CVADAT	FPARTP	PPAAT
Alta Tensión Grandes Demandas									
CMXCP							5,193		
CCSHP						208,04	5,193	0,045	1,0012
CF					357,24				
CVP	0,02078	1,36	1,0001	0,030					
CVV	0,02078	1,30	1,0001	0,030					
CVR	0,02078	1,32	1,0001	0,030					

A.8) Tarifa T4

CMXCP = CVADBT/2/0,944

CCSHP = ([(CPMEM*(1-FPARTP)+CPGPR*FPARTP)]*PPABT)/0,944

CF = GC/0,944

Cvi = ([(CEiMEM + CTRCOM) * (1 - FPARTE) + CEiPR * FPARTE] * PEABT + CVADBT * FCCR)/0,944; para i = P, V, R

Donde:

CMXCP	Cargo por máxima capacidad de suministro contratada $/kw-mes
CCSHP	Cargo por capacidad de suministro contratada en hs. de punta $/kw-mes
CF	Cargo fijo $/mes
CVP	Cargo variable horas pico $/kwh
CVV	Cargo variable horas resto $/kwh
CVR	Cargo variable horas valle $/kwh
FCCR	Factor de Corrección

Las otras variables tienen las mismas definiciones anteriores

Los valores de aplicación serán los siguientes:

T4	CTRCOM	FCCR	PEABT	FPARTE	GC	CPGPR	CVADBT	FPARTP	PPABT
Baja Tensión Mediana Demanda									
CMXCP							61,06		
CCSHP						208,04		0,045	1,1382
CF					9,94				
CVP	0,02078	0,00077	1,12	0,030			61,06		
CVV	0,02078	0,00077	1,12	0,030			61,06		
CVR	0,02078	0,00077	1,12	0,030			61,06		

A.9) Tarifa T5

CMXCP = CVADBT/2/0,944

CCSHP = ([(CPMEM*(1-FPARTP)+CPGPR*FPARTP)]*PPABT)/0,944

CF = GC/0,944

Cvi = ([(CEiMEM + CTRCOM) * (1 - FPARTE) + CEiPR * FPARTE] * PEABT + CVADBT * FCCR)/0,944; para i = P, V, R (MD ó GD)

Donde:

CMXCP	Cargo por máxima capacidad de suministro contratada $/kw-mes
CCSHP	Cargo por capacidad de suministro contratada en hs. de punta $/kw-mes
CF	Cargo fijo $/mes
CVP	Cargo variable horas pico $/kwh
CVV	Cargo variable horas resto $/kwh
CVR	Cargo variable horas valle $/kwh
FCCR	Factor de Corrección

Las otras variables tienen las mismas definiciones anteriores

Los valores de aplicación serán los siguientes:

T5	CTRCOM	FCCR	PEABT	FPARTE	GC	CPGPR	CVADBT	FPARTP	PPABT
Baja Tensión Mediana Demanda									
CMXCP							61,06		
CCSHP						208,04		0,045	1,1382
CF					9,94				
CVP	0,02078	0,00121	1,12	0,030			61,06		
CVV	0,02078	0,00121	1,12	0,030			61,06		
CVR	0,02078	0,00121	1,12	0,030			61,06		

T5	CTRCOM	FCCR	PEABT	FPARTE	GC	CPGPR	CVADBT	FPARTP	PPABT
Baja Tensión Grandes Demandas									
CMXCP							61,06		
CCSHP						208,04		0,045	1,1382
CF					9,94				
CVP	0,02078	0,0016	1,12	0,030			61,06		
CVV	0,02078	0,0016	1,12	0,030			61,06		
CVR	0,02078	0,0016	1,12	0,030			61,06		

A.10) Tarifa T6 – Medianas Demandas

CMXCP = CVADMT/2/0,944

CCSHP = ([(CPMEM*(1-FPARTP)+CPGPR*FPARTP)]*PPAMT)/0,944

CF = GC/0,944

Cvi = ([(CEiMEM + CTRCOM) * (1 - FPARTE) + CEiPR * FPARTE] * PEAMT + CVADMT * FCCR)/0,944; para i = P, V, R (MD ó GD)

Donde:

CMXCP	Cargo por máxima capacidad de suministro contratada $/kw-mes
CCSHP	Cargo por capacidad de suministro contratada en hs. de punta $/kw-mes
CF	Cargo fijo $/mes
CVP	Cargo variable horas pico $/kwh
CVV	Cargo variable horas resto $/kwh
CVR	Cargo variable horas valle $/kwh
FCCR	Factor de Corrección

Las otras variables tienen las mismas definiciones anteriores

Los valores de aplicación serán los siguientes:

T6	CTRCOM	FCCR	PEAMT	FPARTE	GC	CPGPR	CVADMT	FPARTP	PPAMT
Media Tensión Mediana Demanda									
CMXCP							24,82		
CCSHP						208,04		0,045	1,03
CF					357,24				
CVP	0,02078	0,00568	1,024	0,030			24,82		
CVV	0,02078	0,00568	1,024	0,030			24,82		
CVR	0,02078	0,00568	1,024	0,030			24,82		

T6	CTRCOM	FCCR	PEAMT	FPARTE	GC	CPGPR	CVADMT	FPARTP	PPAMT
Media Tensión Grandes Demandas									
CMXCP							24,82		
CCSHP						208,04		0,045	1,03
CF					357,24				
CVP	0,02078	0,00672	1,024	0,030			24,82		
CVV	0,02078	0,00672	1,024	0,030			24,82		
CVR	0,02078	0,00672	1,024	0,030			24,82		

833/12

A.11) Tarifa T7 – Medianas Demandas

CF = GC/0,944

Cvi = ([(CEiMEM + CTRCOM) * (1 - FPARTE) + CEiPR * FPARTE] * PEABT + CVADBT * FCCR)/0,944; para i = P, V, R

Donde:

CMXCP	Cargo por máxima capacidad de suministro contratada $/kw-mes
CCSHP	Cargo por capacidad de suministro contratada en hs. de punta $/kw-mes
CF	Cargo fijo $/mes
CVP	Cargo variable horas pico $/kwh
CVV	Cargo variable horas resto $/kwh
CVR	Cargo variable horas valle $/kwh
FCCR	Factor de Corrección

Las otras variables tienen las mismas definiciones anteriores

Los valores de aplicación serán los siguientes:

T7	CTRCOM	FCCR	PEABT	FPARTE	GC	CVADBT
Baja Tensión Mediana Demanda						
CF					9,94	
CVP	0,02078	0,004753	1,12	0,030		61,06
CVV	0,02078	0,004753	1,12	0,030		61,06
CVR	0,02078	0,004753	1,12	0,030		61,06

A.12) Tarifa T8 – Medianas y Grandes Demandas

CF = GC/0,944

Cvi = ([(CEiMEM + CTRCOM) * (1 - FPARTE) + CEiPR * FPARTE] * PEABT + CVADBT * FCCR)/0,944; para i = P, V, R (MD ó GD)

Donde:

CMXCP	Cargo por máxima capacidad de suministro contratada $/kw-mes
CCSHP	Cargo por capacidad de suministro contratada en hs. de punta $/kw-mes

CF	Cargo fijo $/mes
CVP	Cargo variable horas pico $/kwh
CVV	Cargo variable horas resto $/kwh
CVR	Cargo variable horas valle $/kwh
FCCR	Factor de Corrección

Las otras variables tienen las mismas definiciones anteriores

Los valores de aplicación serán los siguientes:

T8	CTRCOM	FCCR	PEABT	FPARTE	GC	CVADBT
Baja Tensión Mediana Demanda						
CF					9,94	
CVP	0,02078	0,00396	1,12	0,030		61,06
CVV	0,02078	0,00396	1,12	0,030		61,06
CVR	0,02078	0,00396	1,12	0,030		61,06

T8	CTRCOM	FCCR	PEABT	FPARTE	GC	CVADBT
Baja Tensión Gran Demanda						
CF					9,94	
CVP	0,02078	0,00417	1,12	0,030		61,06
CVV	0,02078	0,00417	1,12	0,030		61,06
CVR	0,02078	0,00417	1,12	0,030		61,06

A.12) Tarifa T9 – Medianas y Grandes Demandas – Parque Industrial de General Güemes

CMXCP = ((PETSER + PESTRES)/1000 + CTE1)/0,944

CE = ((PEMEM + FNEE)*CTE2)/0,944

Donde:

CMXCP	Cargo por máxima capacidad de suministro contratada $/kw-mes
CE	Cargo por Energía Consumida $/kwh
PETSER	Precio Estacional de los Servicios asociados a la Potencia
PESTRES	Precio Estacional de la Reserva de Potencia
CTE	Constante
PEMEM	Precio de la Energía MEM
FNEE	Fondo Nacional de Energía Eléctrica + FONINVEMEM

Las otras variables tienen las mismas definiciones anteriores

Los valores de aplicación serán los siguientes:

T9	CT1	CT2
Baja Tensión Gran Demanda		
T9- BT MD	17,60	2,95
T9- MT MD	12,78	2,885
T9- MT GD	12,78	2,885

B) Tarifas para la prestación adicional de la función técnica del transporte (PAFTT) – Tarifas de Peaje

Se aplicarán estas tarifas a los Grandes usuarios del Mercado Eléctrico Mayorista ubicados en la jurisdicción que opera la Distribuidora y hagan uso de sus instalaciones de distribución. Se calcula como la tarifa asociada a similar demanda en idéntico nivel de tensión, descontados los costos de abastecimiento, ello en orden a que estos usuarios abonan el insumo al generador con quién contratan.

B.1) Peaje Grandes demandas en Baja Tensión (Tarifa 3 – BT MD ó GD)

Los cargos por capacidad de suministros, los cargos variables y fijos se determinarán de acuerdo a las siguientes expresiones:

CMXCP = CVADBT/2/0,944

CCSHP = ([(CPMEM*(1 - FPARTP) + CPGPR * FPARTP)] * (PPABT - 1) + (CVADBT/2*FCCR) / 0,944

CF = (GC*FCCR)/0,944

Cvi = (([(CEiMEM + CTRCOM) * (1 - FPARTE) + CEiPR * FPARTE] * (PEABT-1)) + FCCR)/0,944; para i = P, V, R (MD ó GD)

Donde:

CMXCP	Cargo por máxima capacidad de suministro contratada $/kw-mes
CCSHP	Cargo por capacidad de suministro contratada en hs. de punta $/kw-mes
CF	Cargo fijo $/mes
CVP	Cargo variable horas pico $/kwh
CVV	Cargo variable horas resto $/kwh
CVR	Cargo variable horas valle $/kwh

FCCR	Factor de Corrección

Las otras variables tienen las mismas definiciones anteriores

Los valores de aplicación serán los siguientes:

Peaje T3	CTRCOM	FCCR	PEABT	FPARTE	GC	CPGPR	CVADBT	FPARTP	PPABT
Baja Tensión Mediana Demanda									
CMXCP							61,06		
CCSHP		0,7733				208,04	61,06	0,045	1,1382
CF		1,7400			9,94				
CVP	0,02078	0,04884	1,12	0,030					
CVV	0,02078	0,03929	1,12	0,030					
CVR	0,02078	0,04301	1,12	0,030					

Peaje T3	CTRCOM	FCCR	PEABT	FPARTE	GC	CPGPR	CVADBT	FPARTP	PPABT
Baja Tensión Grandes Demandas									
CMXCP							61,06		
CCSHP		0,7733				208,04	61,06	0,045	1,1382
CF		1,74			9,94				
CVP	0,02078	0,05014	1,12	0,030					
CVV	0,02078	0,03942	1,12	0,030					
CVR	0,02078	0,04324	1,12	0,030					

B.2) Peaje Grandes demandas en Media Tensión (Tarifa 3 – MT MD ó GD)

Los cargos por capacidad de suministro, los cargos variables y fijos se determinarán de acuerdo a las siguientes expresiones:

CMXCP = CVADMT/2/0,944

CCSHP = ([(CPMEM*(1 - FPARTP) + CPGPR * FPARTP)] * (PPAMT - 1) + (CVADMT * FCCR) / 0,944

CF = (GC*FCCR)/0,944

Cvi = (([(CEiMEM + CTRCOM) * (1 - FPARTE) + CEiPR * FPARTE] * (PEAMT-1)) + FCCR)/0,944; para i = P, V, R (MD ó GD)

Donde:

CMXCP	Cargo por máxima capacidad de suministro contratada $/kw-mes
CCSHP	Cargo por capacidad de suministro contratada en hs. de punta $/kw-mes
CF	Cargo fijo $/mes
CVP	Cargo variable horas pico $/kwh
CVV	Cargo variable horas resto $/kwh
CVR	Cargo variable horas valle $/kwh
FCCR	Factor de Corrección

Las otras variables tienen las mismas definiciones anteriores

Los valores de aplicación serán los siguientes:

Peaje T3	**CTRCOM**	**FCCR**	**PEAMT**	**FPARTE**	**GC**	**CPGPR**	**CVADMT**	**FPARTP**	**PPAMT**
Media Tensión Mediana Demanda									
CMXCP							24,82		
CCSHP		0,7733				208,04	24,82	0,045	1,03
CF		1,74			357,24				
CVP	0,02078	0,05134	1,024	0,030					
CVV	0,02078	0,04250	1,024	0,030					
CVR	0,02078	0,04640	1,024	0,030					

Peaje T3	**CTRCOM**	**FCCR**	**PEAMT**	**FPARTE**	**GC**	**CPGPR**	**CVADMT**	**FPARTP**	**PPAMT**
Media Tensión Grandes Demandas									
CMXCP							24,82		
CCSHP		0,7733				208,04	24,82	0,045	1,03
CF		1,74			357,24				
CVP	0,02078	0,0562	1,024	0,030					
CVV	0,02078	0,0454	1,024	0,030					
CVR	0,02078	0,0492	1,024	0,030					

B.3) Peaje Grandes Demandas en Alta Tensión (tarifa 3-AT)

Los cargos por capacidad de suministro, los cargos variables y fijos se determinarán de acuerdo a las siguientes expresiones:

CMXCP = CVADAT/2/0,944

CCSHP = ((CPMEM*(1 - FPARTP) + CPGPR * FPARTP) * (PPAAT - 1) + CVADAT/2) / 0,944

CF = (GC*FCCR)/0,944

Cvi = (([(CEiMEM + CTRCOM) * (1 - FPARTE) + CEiPR * FPARTE] * (PEAAT-1)) + FCCR)/0,944; para i = P, V, R

Donde:

CMXCP	Cargo por máxima capacidad de suministro contratada $/kw-mes
CCSHP	Cargo por capacidad de suministro contratada en hs. de punta $/kw-mes
CF	Cargo fijo $/mes
CVP	Cargo variable horas pico $/kwh
CVV	Cargo variable horas resto $/kwh
CVR	Cargo variable horas valle $/kwh
FCCR	Factor de Corrección

Las otras variables tienen las mismas definiciones anteriores

Los valores de aplicación serán los siguientes:

Peaje T3 Alta Tensión Grandes Demandas	**CTRCOM**	**FCCR**	**PEAAT**	**FPARTE**	**GC**	**CPGPR**	**CVADAT**	**FPARTP**	**PPAAT**
CMXCP							5,193		
CCSHP						208,04	5,193	0,045	1,0012
CF		1,74			357,24				
CVP	0,02078	0,0393	1,0001	0,030					
CVV	0,02078	0,0346	1,0001	0,030					
CVR	0,02078	0,0370	1,0001	0,030					

B.4) Peaje Tarifa T4

CMXCP = (CVADBT*FCCR)/0,944

CCSHP = ([(CPMEM*(1-FPARTP)+CPGPR*FPARTP)]*(PPABT-1))/0,944

CF = (GC*FCCR)/0,944

Cvi = ([(CEiMEM + CTRCOM) * (1 - FPARTE) + CEiPR * FPARTE] * (PEABT-1)+ CVADBT* FCCR)/0,944; para i = P, V, R

Donde:

CMXCP	Cargo por máxima capacidad de suministro contratada $/kw-mes
CCSHP	Cargo por capacidad de suministro contratada en hs. de punta $/kw-mes
CF	Cargo fijo $/mes
CVP	Cargo variable horas pico $/kwh
CVV	Cargo variable horas resto $/kwh
CVR	Cargo variable horas valle $/kwh
FCCR	Factor de Corrección

Las otras variables tienen las mismas definiciones anteriores

Los valores de aplicación serán los siguientes:

Peaje T4	CTRCOM	FCCR	PEABT	FPARTE	GC	CPGPR	CVADBT	FPARTP	PPABT
Baja Tensión Mediana Demanda									
CMXCP		0,25					61,06		
CCSHP						208,04		0,045	1,1382
CF		10,42			9,94				
CVP	0,02078	0,00140	1,12	0,030			61,06		
CVV	0,02078	0,00110	1,12	0,030			61,06		
CVR	0,02078	0,00120	1,12	0,030			61,06		

B.5) Peaje Tarifa T5

CMXCP = (CVADBT*FCCR)/0,944

CCSHP = ([(CPMEM * (1 - FPARTP) + CPGPR * FPARTP)] * (PPABT - 1) + (CVADBT/2 * FCCR))/0,944

CF = (GC*FCCR)/0,944

Cvi = ([(CEiMEM + CTRCOM) * (1 - FPARTE) + CEiPR * FPARTE] * (PEABT-1) + (CVADBT * FCCR)/0,944; para i = P, V, R (MD ó GD)

Donde:

CMXCP	Cargo por máxima capacidad de suministro contratada $/kw-mes
CCSHP	Cargo por capacidad de suministro contratada en hs. de punta $/kw-mes
CF	Cargo fijo $/mes
CVP	Cargo variable horas pico $/kwh

CVV	Cargo variable horas resto $/kwh
CVR	Cargo variable horas valle $/kwh
FCCR	Factor de Corrección

Las otras variables tienen las mismas definiciones anteriores

Los valores de aplicación serán los siguientes:

Peaje T5	CTRCOM	FCCR	PEABT	FPARTE	GC	CPGPR	CVADBT	FPARTP	PPABT
Baja Tensión Mediana Demanda									
CMXCP		0,25					61,06		
CCSHP		0,33				208,04		0,045	1,1382
CF		17,87			9,94				
CVP	0,02078	0,00088	1,12	0,030			61,06		
CVV	0,02078	0,00084	1,12	0,030			61,06		
CVR	0,02078	0,00086	1,12	0,030			61,06		

Peaje T5	CTRCOM	FCCR	PEABT	FPARTE	GC	CPGPR	CVADBT	FPARTP	PPABT
Baja Tensión Grandes Demandas									
CMXCP		0,25					61,06		
CCSHP		0,33				208,04		0,045	1,1382
CF		17,87			9,94				
CVP	0,02078	0,00088	1,12	0,030			61,06		
CVV	0,02078	0,00084	1,12	0,030			61,06		
CVR	0,02078	0,00086	1,12	0,030			61,06		

B.6) Peaje Tarifa T6 – Medianas Demandas

CMXCP = CVADMT/2/0,944

CCSHP = ([(CPMEM * (1 - FPARTP) + CPGPR * FPARTP)] * (PPAMT - 1) + CVADMT * FCRR) / 0,944

CF = GC*FCCR/0,944

Cvi = ([(CEiMEM + CTRCOM) * (1 - FPARTE) + CEiPR * FPARTE] * (PEAMT-1) + CVADMT * FCCR)/0,944; para i = P, V, R (MD ó GD)

Donde:

CMXCP	Cargo por máxima capacidad de suministro contratada $/kw-mes
CCSHP	Cargo por capacidad de suministro contratada en hs. de punta $/kw-mes
CF	Cargo fijo $/mes

CVP	Cargo variable horas pico $/kwh
CVV	Cargo variable horas resto $/kwh
CVR	Cargo variable horas valle $/kwh
FCCR	Factor de Corrección

Las otras variables tienen las mismas definiciones anteriores

Los valores de aplicación serán los siguientes:

Peaje T6	CTRCOM	FCCR	PEAMT	FPARTE	GC	CPGPR	CVADMT	FPARTP	PPAMT
Media Tensión Mediana Demanda									
CMXCP							24,82		
CCSHP		0,33				208,04		0,045	1,03
CF		1,83			357,24				
CVP	0,02078	0,00293	1,024	0,030			24,82		
CVV	0,02078	0,00293	1,024	0,030			24,82		
CVR	0,02078	0,00293	1,024	0,030			24,82		

Peaje T6	CTRCOM	FCCR	PEAMT	FPARTE	GC	CPGPR	CVADMT	FPARTP	PPAMT
Media Tensión Grandes Demandas									
CMXCP							24,82		
CCSHP		0,33				208,04		0,045	1,03
CF		1,83			357,24				
CVP	0,02078	0,00314	1,024	0,030			24,82		
CVV	0,02078	0,00314	1,024	0,030			24,82		
CVR	0,02078	0,00314	1,024	0,030			24,82		

B.7) Peaje Tarifa T7 – Medianas Demandas

CF = GC*FCCR/0,944

Cvi = ([(CEiMEM + CTRCOM) * (1 - FPARTE) + CEiPR * FPARTE] * (PEABT-1) + CVADBT * FCCR)/0,944; para i = P, V, R

Donde:

CMXCP	Cargo por máxima capacidad de suministro contratada $/kw-mes
CCSHP	Cargo por capacidad de suministro contratada en hs. de punta $/kw-mes

CF	Cargo fijo $/mes
CVP	Cargo variable horas pico $/kwh
CVV	Cargo variable horas resto $/kwh
CVR	Cargo variable horas valle $/kwh
FCCR	Factor de Corrección

Las otras variables tienen las mismas definiciones anteriores

Los valores de aplicación serán los siguientes:

Peaje T7	**CTRCOM**	**FCCR**	**PEABT**	**FPARTE**	**GC**	**CVADBT**
Baja Tensión Mediana Demanda						
CF		4,63			9,94	
CVP	0,02078	0,003367	1,12	0,030		61,06
CVV	0,02078	0,003367	1,12	0,030		61,06
CVR	0,02078	0,003367	1,12	0,030		61,06

B.8) Peaje Tarifa T8 – Medianas y Grandes Demandas

CF = GC*FCCR/0,944

Cvi = ([(CEiMEM + CTRCOM) * (1 - FPARTE) + CEiPR * FPARTE] * (PEABT-1) + (CVADBT * FCCR))/0,944; para i = P, V, R (MD ó GD)

Donde:

CMXCP	Cargo por máxima capacidad de suministro contratada $/kw-mes
CCSHP	Cargo por capacidad de suministro contratada en hs. de punta $/kw-mes
CF	Cargo fijo $/mes
CVP	Cargo variable horas pico $/kwh
CVV	Cargo variable horas resto $/kwh
CVR	Cargo variable horas valle $/kwh
FCCR	Factor de Corrección

Las otras variables tienen las mismas definiciones anteriores

Los valores de aplicación serán los siguientes:

Peaje T8	CTRCOM	FCCR	PEABT	FPARTE	GC	CVADBT
Baja Tensión Mediana Demanda						
CF		14,45			9,94	
CVP	0,02078	0,00273	1,12	0,030		61,06
CVV	0,02078	0,00273	1,12	0,030		61,06
CVR	0,02078	0,00273	1,12	0,030		61,06

Peaje T8	CTRCOM	FCCR	PEABT	FPARTE	GC	CVADBT
Baja Tensión Gran Demanda						
CF		14,45			9,94	
CVP	0,02078	0,00309	1,12	0,030		61,06
CVV	0,02078	0,00309	1,12	0,030		61,06
CVR	0,02078	0,00309	1,12	0,030		61,06

833/12

ANEXO V – RESOLUCIÓN ENTE REGULADOR Nº

METODOLOGÍA DE ACTUALIZACIÓN DE LOS COSTOS DEL SERVICIO

A los fines de actualizar los costos del servicio debe aplicarse la siguiente metodología:

a) Costos de abastecimiento de EDESA en el Mercado Eléctrico Mayorista

El precio de compra de energía, potencia y transporte al Mercado Eléctrico Mayorista y los pagos que deba afrontar la distribuidora por su participación en el mismo, se trasladarán a a la tarifa según lo establecido en el Contrato de Concesión, a través del procedimiento de pass-trough.

b) Valor Agregado de Distribución (VAD):

A los fines de actualizar el VAD con motivo de la alteración de las variables económicas, se aplicará la metodología establecida en el Anexo IV de la presente resolución.

c) Los costos de generación propia

Los costos de generación propia deberán actualizarse de la siguiente manera:

- Costos de combustible: en función del costo real del trimestre n-1. Para ello EDESA deberá presentar trimestralmente los costos de combustible y datos físicos referidos a la generación térmica e hidráulica del trimestre inmediato anterior.

Asimismo, trimestralmente se deberán determinar el % de participación de la generación propia (FPARTE).

- El VNR de las instalaciones correspondientes a las centrales de generación térmica e hidráulica y los gastos de Operación y Mantenimiento de estas centrales (incluidos en el Costo de Potencia de la Generación Propia - CPGPR) se actualizarán con una periodicidad no menor a 12 meses, siguiendo la metodología establecida en el Anexo IV de la presente resolución.