

Salta, 13 OCT. 2016

RESOLUCIÓN ENTE REGULADOR N°:

914/16

VISTO:

El Expediente Ente Regulador N° 267-38047/16 caratulado: "Resolución ENRESP N° 833/12 - Indicador Testigo EDESA S.A. - Revisión Tarifaria 2016"; la Ley N° 6.835, la Ley N° 6.819, el Contrato de Concesión de EDESA S.A. - la Resolución ENRESP 833/12, y el Acta de Directorio N° 36/16; y,


CONSIDERANDO:

Que las actuaciones de referencia se originan con las Notas DS 142/16 y 410/16, presentadas 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 actualización tarifaria, conforme los procedimientos establecidos por Resolución ENRESP N° 833/12.

Que al respecto, el Anexo IV de la citada Resolución especifica que si al cabo de 12 (doce) meses el "indicador testigo" arrojará una variación del VAD (Valor Agregado de Distribución) superior al 5%, la Distribuidora podrá hacer una presentación fundada, acreditando fehacientemente el incremento real producido en sus costos, debiendo el Ente Regulador analizar dicha presentación y, de corresponder, autorizar los ajustes tarifarios del caso, con el fin de restablecer el equilibrio económico de la Concesión.

Que tomando la intervención que le es propia y analizando las presentaciones efectuadas por EDESA S.A., la Gerencia Económica del ENRESP emite informe obrante a fs. 151/165, indicando que el último reconocimiento por mayores costos efectuado por éste Organismo fue el otorgado mediante la Resolución ENRESP N° 430/15, en la que se reconocieron las variaciones de costos hasta Diciembre de 2.014. Desde dicho mes y hasta Julio de 2016 transcurrieron 19 meses, por lo que respecto al plazo la Distribuidora habría dado cumplimiento a lo ordenado en el Anexo IV (Indicador Testigo) de la Resolución N° 833/12.

Que continua expresando la Gerencia Económica que quedando pendiente de análisis el porcentaje de variación del VAD en dicho período, procedió



a calcular el "indicador testigo" conforme la fórmula establecida en el citado Anexo, arrojando el mismo una variación del 40 % entre el período Diciembre/14 y Julio/16.

Agrega que en el Anexo A del informe adjunta el cálculo del citado indicador, conforme lo establecido en el Anexo IV, de la mencionada Resolución.

Que en razón de ello, concluye la Gerencia interviniente que nos encontramos habilitados para efectuar la revisión de los costos que forman el Valor Agregado de Distribución, todo esto en concordancia con lo establecido en el Artículo 27, inciso a), de la Ley N° 6.835/96, que establece que las tarifas aprobadas por éste Organismo, deben permitir a las licenciatarias que actúen con la diligencia de buen hombre de negocios, obtener los ingresos necesarios para cubrir todos sus costos operativos razonables, los impuestos y tasas, la depreciación de los bienes utilizados en la producción del servicio y una utilidad razonable.

Que en función de todo lo expuesto, considera que se han cumplido todos los requisitos para que se proceda a efectuar la revisión de los costos que conforman el VAD.

Que aclara la Gerencia Económica que el presente análisis no contempla la actualización de los costos de la Generación Propia - CPGPR ya que, por tratarse de un costo de abastecimiento, los mismos fueron tenidos en cuenta en el Expediente N° 267- 38202/16, siguiendo los lineamientos establecidos en la Resolución Ente Regulador N° 833/12.

Que en este punto, trae a colación lo establecido por el Artículo 76° de la Ley Provincial N° 6819 que expresa que los servicios suministrados por los Distribuidores serán ofrecidos a tarifas justas y razonables, proveyendo a aquellos que operen en forma económica y eficiente, la oportunidad de obtener ingresos suficientes para satisfacer sus costos operativos, las amortizaciones y una razonable tasa de rentabilidad.

Que así las cosas, en el marco de lo establecido en la normativa legal vigente y en la Resolución Ente Regulador N° 833/12, la Gerencia Económica procedió a analizar las variaciones, a Julio/16, de los costos que integran el VAD de EDESA S.A., conforme documentación aportada por la Distribuidora y la que fuera requerida en forma complementaria, toda la cual se encuentra agregada a las presentes actuaciones.



2

Que corresponde resaltar que esta Revisión no reviste el carácter de una Revisión Integral de las Tarifas, sino que se limita a determinar el incremento real producido básicamente por la inflación en los costos ya citados, durante un cierto período de tiempo, con el fin de determinar las tarifas que permitan restablecer el equilibrio económico de la Concesión. Por esta razón es que no corresponde en esta oportunidad someter este procedimiento a una Audiencia Pública, procedimiento éste reservado en exclusividad para las Revisiones Integrales.

Que vale recordar que, en lo conceptual, la Tarifa del servicio de energía eléctrica se compone de dos términos: el Costo de Abastecimiento y el Valor Agregado de Distribución (VAD).

Que el Costo de Abastecimiento está dado por el Costo de Compra de energía y potencia en el MEM, más los Costos de la Generación Propia.

Que el 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 la Distribuidora no debe tener beneficio ni pérdidas sobre los mismos.

Que los Costos de la Generación Propia están conformados por el VNR de las instalaciones correspondientes a las centrales de generación térmica e hidráulica destinadas a tal fin, por los Gastos de Operación y Mantenimiento y por los Gastos de Combustible utilizado para dicha generación, los cuales se trasladan a los usuarios en concepto de abastecimiento, siguiendo la metodología establecida en el Anexo V de la Resolución Ente Regulador N° 833/12.

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

Que los gastos de explotación que debe cubrir la tarifa deben ser los necesarios para realizar una prestación eficiente del servicio, mientras que las Inversiones en reposición y/o expansión son aquellas que debe realizar la Distribuidora para atender el crecimiento de la demanda y para renovar las instalaciones a medida que éstas cumplan su vida útil. La Rentabilidad del Capital



3

debe ser justa, razonable y ser similar a la de otras empresas del sector con riesgo similar.

Que mediante la Notas DS 142/16 y DS 410/16, más la documentación de respaldo, EDESA S.A. presentó la actualización de los costos determinados en la última revisión tarifaria, solicitando que se le reconozca la suma de \$1.045.523.640 en concepto de Valor Agregado de Distribución (VAD) suma ésta compuesta de la siguiente manera:

- VNR Valor Nuevo de Reemplazo de los Activos: Inversiones en reposición y/o expansión
- Gastos de Explotación: Gastos que tiene la empresa por la prestación del servicio de distribución de Energía Eléctrica.

Que EDESA S.A. informa que los componentes del VNR y los Gastos de Operación y Mantenimiento del servicio de distribución de energía eléctrica, sufrieron una importante variación como resultado del incremento en los costos de materiales, componentes y equipos eléctricos por efecto de la inflación y la devaluación ocurrida en el mes de Diciembre 2.015, más el incremento de los costos de la mano de obra propia y más el incremento de los servicios contratados en general.

Que en función de lo expuesto la Distribuidora procedió a actualizar cada rubro correspondiente al VNR (Valor Nuevo de Reemplazo) determinado en la Resolución N° 430/15, considerando índices del INDEC con la matriz aprobada en la Resolución N° 833/12, y para algunos ítems específicos empleó la variación que surge de las facturas correspondientes al producto en cuestión, por ejemplo cables conductores, transformadores y cables preensamblados.

Que en el caso de las instalaciones correspondientes a "Edificios", EDESA utilizó el índice de precios de la Construcción Nivel General del INDEC; los activos correspondientes a "Comunicaciones" fueron actualizados con el índice de precios del IPIM – Máquinas y aparatos eléctricos y los incluidos en el ítem "Hard y soft" con el índice de precios del IPIM- Máquinas de oficina e informáticas.

Que para actualizar los vehículos, EDESA utilizó los valores de mercado obtenidos de la página web de la Asociación de Concesionarios de Automotores de la República Argentina (ACARA).

Que el costo de los activos (VNR) presentados por EDESA S.A. a Julio 2.016 es de \$ 3.680.935.216, lo que representa una anualidad de \$ 384.752.146, es decir un 44% más que los determinados por este Organismo a Diciembre 2.014 (última revisión tarifaria).

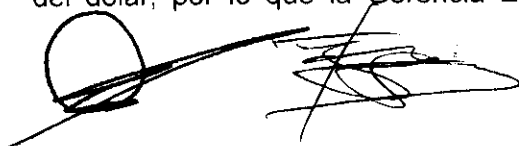
Que esta anualidad debe cubrir las inversiones en reposición y renovación de las redes existentes (incluidas las instalaciones destinadas a la generación propia), la rentabilidad del capital de terceros (endeudamiento) y la rentabilidad del capital propio.

- Respecto de los gastos de explotación, los que incluyen gastos de operación y mantenimiento, comerciales y administrativos, más impuestos y tasas directos sobre ventas, la Distribuidora solicitó un reconocimiento anual de \$ 660.771.494, es decir un 49% más que los reconocidos a Diciembre/14.
- Respecto de los Gastos de Operación y Mantenimiento de la Generación Propia, la variación en los mismos ya fue reconocida como ya lo manifestamos anteriormente, por lo que en el presente los valores no presentan modificaciones. respecto del último reconocimiento realizado en el cuadro tarifario Mayo 2.016 – Julio 2.016.

Que llegada a este punto, la Gerencia Económica procedió a efectuar el análisis de cada uno de los costos considerados por la Distribuidora, en base a la documentación respaldatoria obrante en el expediente (facturas, balances, etc.), valiéndose para ello de los datos estadísticos extraídos de otras fuentes de información (índices del INDEC, CVS, etc.).

Que resalta la Gerencia interviniente que, respecto a los índices empleados para las actualizaciones, la mayoría de los índices que se utilizaban (IPC, IPIB, CVS), no se actualizaron desde el mes de Octubre 2.015, por lo que desde esa fecha en adelante los mismos fueron estimados en base a las variaciones registradas hasta dicho período.

Que a su vez, la Distribuidora utilizó en algunos casos la variación del IPCBA (IPC de la Ciudad de Buenos Aires) publicado por la Dirección General de Estadísticas y Censos – Ministerio de Hacienda GCBA por tratarse de un índice representativo de la inflación nacional y porque está calculado hasta la fecha. En otros casos utilizó las variaciones reales de determinados productos o la variación del dólar, por lo que la Gerencia Económica analizó la razonabilidad de dichas



variaciones en cada caso y de acuerdo a su opinión fundada decidió o no su reconocimiento.

Que el método adoptado por la Gerencia Económica para valuar los activos afectados a la prestación del servicio (conforme Resolución Ente Regulador N° 833/12), es el del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR).

Que este método de valuación está orientado a mantener la capacidad productiva de la Empresa y sus activos y permite, entre otras cosas, trasladar a los usuarios los beneficios de avance tecnológico. El objetivo del Regulador es mantener dicha capacidad de producción, considerando las inversiones necesarias para atender el crecimiento de la demanda, la reposición de las redes existentes (económicamente adaptada) y valuadas a un mínimo costo.

Que por otro lado, el método debe permitir a la Distribuidora tomar todas las acciones necesarias para asegurar la provisión y disponibilidad de energía eléctrica a fin de satisfacer la demanda en tiempo oportuno y conforme el nivel de calidad exigido en el Contrato de Concesión.

Que en el cálculo del VNR 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 vehículos, edificios, sistemas de comunicaciones y sistemas informáticos.

Que para ajustar el valor de los Activos, la Gerencia Económica utilizó la matriz del VNR oportunamente acordada con la Distribuidora, y utilizada en otras revisiones tarifarias, la que permite medir, mediante la aplicación de diferentes índices del INDEC, la variación de los costos ocurrida desde la última revisión tarifaria como consecuencia de la alteración de las variables económicas. Como ya se expresara anteriormente, en los casos en que la Gerencia interviniente lo consideró razonable, reconoció las variaciones reales para determinados ítems, y el índice IPCBA (IPC de la Ciudad de Buenos Aires) en otros casos.

Que con esta metodología de actualización, la Gerencia actuante determinó un VNR a Julio 2.016 de \$ 3.466.937.645.

Que en base a la vida útil asignada a cada uno de los bienes y considerando una tasa de rentabilidad del 9,54% (WACC), valores éstos extraídos de la Resolución Ente Regulador N° 833/12, se determinó una anualidad de \$

914/16

361.363.741. Es decir que entre Diciembre/14 y Julio/16 el valor de los activos sufrió un incremento del 35%.

Que continúa la Gerencia Económica informando que, conforme lo ya expuesto, otros de los componentes del VAD son los Gastos de Explotación, entre los que se incluyen los costos de Operación y Mantenimiento, Comercialización y Administración, los cuales deben ser los necesarios y suficientes como para permitir una prestación eficiente del servicio.

Que a los fines de determinar la variación producida por estos costos como consecuencia de la alteración de las variables económicas, se utilizaron los determinados en la última revisión tarifaria, ajustados por diferentes índices del INDEC o el IPCBA de acuerdo al tipo y naturaleza del gasto.

Que de dicho análisis, surge que los gastos anuales de explotación ascienden a la suma de \$ 439.877.994 (neto de impuestos y tasas), lo que representa un incremento del 67% respecto al monto reconocido por tal concepto en la Revisión Tarifaria inmediata anterior.

Que los Costos de operación y mantenimiento de la Generación Propia de la Distribuidora ascienden a \$ 70.894.052 y su actualización fue aprobada mediante Resolución Ente Regulador N° 402/16 y trasladados al Costo de la Potencia de Generación Propia (CPGPR) por tratarse de un costo de abastecimiento, siguiendo la metodología establecida en la Resolución ENRESP N° 833/12.

Que recuerda la Gerencia Económica, como dato relevante, que en la Resolución Ente Regulador N° 430/15 -dictada como corolario de la Revisión Tarifaria concluida en Diciembre 2.014- se reconocieron los costos (de explotación y de inversiones) actualizados a Diciembre/14, es decir que la actualización objeto de la presente abarca un período de 19 meses (Diciembre/14 a Julio/16), en un contexto económico afectado por una inflación creciente.

Que habiendo realizado las consideraciones generales precedentes, la Gerencia interviniente analiza cada uno de los rubros que integran los Gastos de Explotación.

Que en lo relativo al rubro Remuneraciones y cargas sociales - Servicios contratados - Indemnizaciones de Terceros, la Gerencia Económica



7

informa que se consideraron los gastos determinados en la Revisión Tarifaria aprobada por la Res. 430/15, ajustados por el Coeficiente de Variación Salarial del Sector Privado (Trabajo registrado), publicado por el INDEC, en este caso se reconoció la variación estimada de dicho índice entre Diciembre/14 y Diciembre/16, con la finalidad de considerar la variación en éste costo para el período 2.016. Aclara que éste índice fue estimado desde Octubre 2.015 hasta Diciembre 2.016, ya que él mismo no fue publicado por el INDEC a partir de esa fecha, arrojando una variación estimada del 71%.

Que en lo que al ítem Publicaciones y Gastos Institucionales concierne, se consideraron los gastos determinados en la Revisión Tarifaria aprobada por la Res. 430/15, los mismos se ajustaron por el índice de variación del INDEC del IPIB (rubro 221- diarios y revistas), éste índice fue estimado desde Octubre 2.015 hasta Julio 2.016, ya que él mismo no fue publicado por el INDEC a partir de esa fecha, arrojando una variación estimada del 41%, por el período Diciembre/14 – Julio/16.

Que respecto del rubro Reparación y Mantenimiento, la Gerencia Económica utilizó una ponderación de índices de acuerdo al siguiente detalle: el 93,1 % del gasto se ajustó por el Coeficiente de Variación Salarial del Sector Privado (Trabajo registrado) publicado por el INDEC y el 6,9 % restante por el índice IPIB (31) Máquinas y Equipos Eléctricos. Éstos índices fueron estimados desde Octubre 2.015 hasta Diciembre 2.016, ya que los mismos no fueron publicados por el INDEC a partir de esa fecha, arrojando una variación estimada del 67%.

Que en relación al ítem Seguros y Alquileres, la Gerencia actuante consideró el gasto determinado en la Revisión Tarifaria aprobada por la Res. 430/15, ajustado por el índice de variación del INDEC del IPC - Nivel General. Aclara que éste índice fue estimado desde Octubre 2.015 hasta Diciembre 2.016, ya que él mismo no fue publicado por el INDEC a partir de esa fecha, arrojando una variación estimada del 21%.

Que respecto del rubro Franqueo y Teléfono, la Gerencia Económica consideró el gasto determinado en la Revisión Tarifaria aprobada por la Res. 430/15, ajustado por el índice del INDEC del IPC - Nivel General. Aclara que éste índice fue estimado desde Octubre 2.015 hasta Diciembre 2.016, ya que él mismo

914/16

no fue publicado por el INDEC a partir de esa fecha, arrojando una variación estimada del 21%.

Que en lo que respecta a Materiales y Repuestos, la Gerencia interviniente utilizó una ponderación de índices de acuerdo al siguiente detalle: el 69,54% por el índice del IPIB – (31) Máquinas y Equipos Eléctricos; el 8,26% por el índice del IPIB - Librería (rubro 222); el 20,65% por la variación del Precio del Gas Oil; y el 1,55% por IPC Nivel General. Éstos índices fueron estimados desde Octubre 2.015 hasta Diciembre 2.016, ya que no fueron publicados por el INDEC a partir de esa fecha, arrojando una variación estimada del 18%.

Que en relación al rubro Comisiones Bancarias, la Gerencia Económica calculó la comisión cobrada por los bancos como el 1% de las ventas actuales, con más el incremento en la Tarifa Media de Ventas propuesto en el correspondiente informe.

Que respecto del ítem Impuesto, Tasas y Contribuciones Menores, la Gerencia citada señala que al monto reconocido en concepto de transferencia de automotores, alumbrado, barrido y limpieza en la última Revisión Tarifaria, se lo ajustaba por la variación del índice del INDEC del IPC - Nivel General. Éste índice fue publicado por el INDEC solamente hasta Octubre 2.015, atento a lo cual estimó el mismo desde Octubre 2.015 hasta Diciembre 2.016, arrojando una variación del 21%.

Que en el rubro Diversos y Gastos de Juicio, se consideraron los gastos determinados por éstos conceptos en la Revisión Tarifaria aprobada por la Res. 430/15, los que fueron ajustados por la variación del índice del INDEC del IPC- Nivel General. Éste índice fue publicado por el INDEC solamente hasta Octubre 2.015, atento a lo cual estimamos el mismo desde Octubre 2.015 hasta Diciembre 2.016, arrojando una variación del 21%.

Que en lo que al ítem Impuestos y Tasas concierne, la Gerencia Económica señala que en virtud que el Art. 27º de la Ley 6835 establece que las tarifas aprobadas por el Ente Regulador deben permitir a las Licenciatarias obtener los ingresos necesarios para cubrir todos sus costos operativos razonables, los impuestos y tasas, la depreciación de los bienes utilizados en la prestación del servicio y una utilidad razonable, se reconoció mediante grossing up un 7,52 % en concepto de impuestos y tasas directas.



9

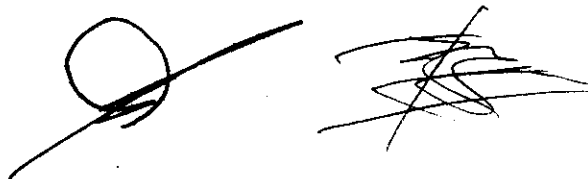
Que en cuanto al rubro Determinación del Valor Agregado de Distribución (VAD) a Julio 2.016, tenemos dicho que la determinación del VAD en base a costos eficientes, permite obtener el ingreso tarifario óptimo, entendiendo por tal aquel que permite a la Distribuidora prestar el servicio conforme los parámetros de calidad establecidos en el Contrato de Concesión al mínimo costo para los usuarios, posibilitando a su vez a la Concesionaria obtener ingresos suficientes para satisfacer los costos operativos razonables, las tasas e impuestos, las inversiones necesarias valuadas al mínimo costo y obtener una rentabilidad justa y razonable.

Que siguiendo esos principios el monto del VAD más los costos de generación propia determinado por la Gerencia Económica a Julio 2.016 (incluidos los impuestos y tasas directos sobre ventas), asciende a la suma de \$ 1.002.522.285 (pesos mil dos millones quinientos veintidós mil quinientos veintidós mil doscientos ochenta y cinco), de los cuales \$ 361.363.741 corresponden a la anualidad del VNR y \$641.158.544 a los Gastos de Explotación, Gastos de Operación y Mantenimiento de la Generación Propia e Impuestos y Tasas directos sobre ventas.

Que siguiendo los principios tarifarios ya expuestos, la Gerencia Económica del ENRESP ha determinado que para cubrir el incremento en los costos propios de distribución, valuados a Julio 2.016, debería otorgársele a la Distribuidora un ajuste tarifario tal que le garantice un incremento en la tarifa media de venta del 13,64%.

Que expresa la Gerencia interviniente que, atento a que la Distribuidora solicitó el reconocimiento de mayores costos en Enero 2.016, y el mismo se otorgará recién a partir de Octubre del corriente con índices calculados a Julio 2.016, con la finalidad de mitigar el impacto de los mayores costos producidos desde la fecha de la solicitud del reconocimiento y hasta Septiembre de 2.016 por un importe de \$ 163.940.389, considera que se podría otorgar un incremento adicional del 1,76% en la tarifa media de venta a partir de Octubre 2.016 y para el cobro en un plazo de 5 años sin aplicación de interés resarcitorio alguno.

Que en consecuencia, el incremento total a aplicarse en la tarifa media de venta, sería del 15,4%.



914/16

Que considerando los costos de abastecimiento del MEM, así como lo dispuesto por este Organismo en todas sus Resoluciones complementarias y concordantes, y la normativa dictada por el Ente Regulador respecto de la generación a cargo de EDESA S.A., la Gerencia Económica determinó las tarifas que correspondería aplicar, conforme a los términos y plazos que seguidamente se expondrán.

Que cabe aclarar que en cada período se deberán considerar los costos de abastecimiento del MEM y de Generación Propia que correspondan.

Que a los fines de mitigar en los usuarios el efecto del incremento propuesto, la Gerencia interviniente sugiere que el mismo se aplique en 7,7% a partir de Octubre de 2016 y el 7,7% restante a partir de Noviembre del corriente año.

Que tomada la intervención que le compete, la Gerencia Jurídica del ENRESP pone de relieve que el tratamiento de lo solicitado por EDESA S.A. en las presentes actuaciones, se enmarca en la metodología de actualización de costos establecida oportunamente en la Resolución Ente Regulador N° 833/12 (publicada en el Boletín Oficial N° 18875 del día 24/07/2012), acto vigente a la fecha.

Que en tal sentido señala que, efectuada Audiencia Pública en fecha 07/06/12, con el objeto de dar tratamiento al pedido de Revisión Tarifaria Quinquenal formulado por la Distribuidora EDESA S.A., el Ente Regulador de los Servicios Públicos procedió al dictado de la Resolución N° 833/12, mediante la cual aprobó, en su Artículo 5, una metodología de actualización de costos del servicio, a los fines de habilitar la procedencia de una revisión de costos por inflación, en caso de producirse una alteración en las variables económicas, a efectos de restablecer el equilibrio económico-financiero de la Prestación.

Que entiende oportuno destacar la Gerencia Jurídica 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*

A handwritten signature in black ink is written over a circular stamp. The signature is somewhat stylized and overlaps the stamp.

*adecuada retribución para el concesionario y sería justa si, además, no implica discriminar arbitrariamente entre los usuarios”.*¹

Que en esa inteligencia resulta necesario hacer referencia a los fines de la justicia conmutativa, la cual trata precisamente de 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 entonces 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, corresponde destacar que este Organismo se encuentra investido de potestades tarifarias, atento lo establecido en el artículo 3º de la ley mencionada precedentemente.

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

Que en consecuencia, la adecuación tarifaria objeto de marras 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*

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 / N° 115.

² Obr. Cit. Pag. 44.

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 orden a todo ello y habiéndose verificado los extremos que la metodología implementada por Resolución N° 833/12 contempla, la Gerencia Jurídica dictamina que el Directorio del Ente Regulador se encuentra habilitado para resolver y en su caso autorizar la actualización de costos de prestación del servicio solicitada por EDESA S.A.

Que en ese marco, luego de analizar los informes elaborados por las Gerencias actuantes y la documentación obrante en el expediente citado en el Visto, y teniendo presente que es responsabilidad del Ente Regulador, no solo velar por que se alcancen los niveles de calidad de las prestaciones exigidas en el Contrato de Concesión y la concreción de las obras e inversiones necesarias para que eso sea posible, sino también proteger el interés de los usuarios asegurando tarifas accesibles para todos ellos, el Directorio del ENRESP entiende que resulta procedente el ajuste propuesto por la Gerencia Económica, con alcance a todas las categorías tarifarias, incluyendo a los usuarios de peaje.

Que en virtud de lo expuesto, corresponde hacer lugar al pedido de readecuación tarifaria solicitado por la Empresa Distribuidora EDESA S.A., disponiendo que para cubrir el incremento en los costos propios de distribución y generación, valuados a Julio/16 y las acreencias a su favor determinadas en la presente, debería otorgársele a la Distribuidora un ajuste tarifario tal que le garantice un incremento en la Tarifa Media de Venta del 15,4%.

Que en orden a ello, este Directorio considera que resulta procedente Aprobar el nuevo Cuadro Tarifario que como Anexo I forma parte de la presente.

Que corresponde además dejar establecido, que en todos los casos se aplicarán los costos de abastecimiento vigentes para cada período, conforme lo establece el Contrato de Concesión y demás normativa complementaria y concordante.

Que el Directorio del Ente Regulador de los Servicios Públicos resulta competente para el dictado del presente acto en virtud de lo establecido en las Leyes N° 6.835 y N° 6.819, como así también en las demás normas complementarias y concordantes.



13

Por ello,

**EL DIRECTORIO DEL ENTE REGULADOR
DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS**

RESUELVE:


ARTÍCULO 1º: HACER LUGAR al pedido de readecuación tarifaria solicitado por la Empresa Distribuidora EDESA S.A., en el marco de lo establecido por la Resolución ENRESP N° 833/12; disponiendo que para cubrir el incremento en los costos propios de distribución y generación, valuados a Julio/16 y las acreencias a su favor determinadas en la presente, se le otorgará a la Distribuidora un ajuste tarifario tal que le garantice un incremento en la Tarifa Media de Venta del 15,4%; por los motivos, en los términos y con los alcances establecidos en los considerandos de la presente Resolución.

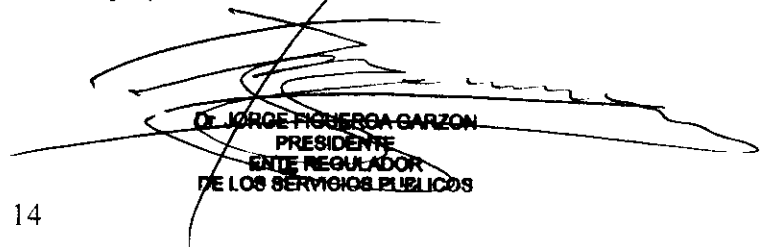
ARTÍCULO 2º: DETERMINAR que a los fines de alcanzar el incremento establecido en el Artículo anterior, las tarifas de los servicios prestados por EDESA S.A. serán objeto de una readecuación, la que se otorgará en dos etapas, aplicada de la siguiente manera: I) En Octubre/2016 solo se aplicará el 7,7% del incremento tarifario otorgado para cada una de las tarifas. II) A partir de Noviembre/2016 se aplicará el 7,7% restante; en los términos, por los motivos y con los alcances expuestos en los considerandos que forman parte de la presente Resolución.

ARTÍCULO 3º: 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 4º: DISPONER que a fin de dar amplia difusión al Cuadro Tarifario a aplicarse a los usuarios, la Prestadora deberá publicar el mismo a su cargo durante dos (2) días, en el diario de mayor circulación de la Provincia, en tamaño y formato legible.

ARTÍCULO 5º: NOTIFICAR, Registrar, Publicar y oportunamente Archivar.-


DR. GUSTAVO D. MONTENEGRO
VIC SECRETARÍA GENERAL
ENTE REGULADOR DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS


DR. JORGE FIGUEROA GARZON
PRESIDENTE
ENTE REGULADOR
DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

ANEXO 1

CUADRO TARIFARIO EDESA S.A. - Octubre/16

TARIFA 1

PEQUEÑAS DEMANDAS < 10 KW

	PLAN ESTÍMULO		
	Cargo Fijo \$/Bim.	Cargo Fijo \$/mes	Cargo Variable \$/KWh
T1R1	53,00	26,50	0,9597
T1R2 (E<=500KWh/mes)	114,21	57,10	0,8820
T1R2 (500<E<=700KWh/mes)	152,52	76,26	0,9564
T1R2 (700<E<=1400KWh/mes)	277,04	138,52	0,9456
T1R2 (E>1400KWh/mes)	524,22	262,11	1,0664
T1G1	65,13	32,57	1,2008
T1G2(E<2000KWh/mes)	236,91	118,46	0,9909
T1G2(E=2000KWh/mes)	669,55	334,77	1,0365
T1AP	-----	-----	1,2047

Cargo Variable \$/KWh [Ahorro entre 10% y 20%]	Cargo Variable \$/KWh [Ahorro > 20%]
0,8773	0,8184
0,7996	0,7407
0,8741	0,8152
0,8632	0,8044
0,9841	0,9252

TARIFA 1

RESIDENCIALES - TARIFA SOCIAL

	Cargo Fijo \$/Bim.	Cargo Fijo \$/Mes	Cargo Variable \$/KWh [Primeros 150 KWh/mes]	Cargo Variable \$/KWh [Excedente 150 KWh/Mes - Consumo menor o igual al mismo mes del año anterior]	Cargo Variable \$/KWh [Excedente 150 KWh/Mes - Consumo superior al mismo mes del año anterior]
T1R1	53,00	26,50	0,5861	0,6184	0,9597
T1R2 (E<=500KWh/mes)	114,21	57,10	0,5084	0,5407	0,8820
T1R2 (500<E<=700KWh/mes)	152,52	76,26	0,5832	0,6151	0,9564
T1R2 (700<E<=1400KWh/mes)	277,04	138,52	0,5723	0,6043	0,9456
T1R2 (E>1400KWh/mes)	524,22	262,11	0,6932	0,7251	1,0664

TARIFA 2

DEMANDAS > 10 < 50 Kw

	Cargo por Máx. Cap. de sum. contratada \$/KW-mes	Cargo Fijo \$/mes	Cargo Variable \$/KWh
	203,85	26,95	0,3984

TARIFA 3

> 50 Kw

	Cargo por Máx. cap. de sum. contratada \$/KW-mes	Cargo por Cap. de Sum. contratada en Hs. de Punta \$/KW-mes	Cargo Fijo \$/mes	Cargo Variable Horas Pico \$/kwh	Cargo Variable Horas Resto \$/KWh	Cargo Variable Horas Valle \$/KWh
BAJA TENSION - MEDIANA DEMANDA	88,97	125,87	27,66	0,7438	0,7160	0,6877
BAJA TENSION - GRAN DEMANDA	86,49	124,82	27,66	1,5674	1,5072	1,4573
MEDIA TENSION - MEDIANA DEMANDA	36,24	70,93	1043,32	1,0848	1,0515	1,0317
MEDIA TENSION - GRAN DEMANDA	36,24	70,93	1043,32	1,8281	1,7910	1,7437
ALTA TENSION - GRAN DEMANDA	7,58	41,30	1043,32	1,3071	1,2633	1,2379

ANEXO 1

TARIFA 4

	Cargo por Máx. Cap. de Sum. contratada \$/KW- mes	Cargo por Cap. de Punta contratada en Hs. de Punta \$/KW-mes	Cargo Fijo \$/mes	Cargo Variable Horas Pico \$/KWh	Cargo variable Horas resto \$/KWh	Cargo Variable Horas Valle \$/KWh
> 10 y < 100 Kw						
BAJA TENSION - MEDIANA DEMANDA	88,97	38,33	27,66	0,6455	0,6404	0,6347

TARIFA 5

	Cargo por Máx. Cap. de Sum. contratada \$/KW- mes	Cargo por Cap. de Punta contratada en Hs. de Punta \$/KW-mes	Cargo Fijo \$/mes	Cargo Variable Horas Pico \$/KWh	Cargo Variable Horas Resto \$/KWh	Cargo Variable Horas Valle \$/KWh
> 100 y < 300 Kw						
BAJA TENSION - MEDIANA DEMANDA	88,97	38,33	27,66	0,7457	0,7407	0,7350
BAJA TENSION - GRAN DEMANDA	88,97	38,33	27,66	1,3453	1,3402	1,3345

TARIFA 6

	Cargo por Máx. Cap. de Sum. contratada \$/KW- mes	Cargo por Cap. de Punta contratada en Hs. de Punta \$/KW-mes	Cargo Fijo \$/mes	Cargo Variable Horas Pico \$/KWh	Cargo Variable Horas Resto \$/KWh	Cargo Variable Horas Valle \$/KWh
> 300 Kw						
MEDIA TENSION - MEDIANA DEMANDA	36,24	34,69	1043,32	0,9167	0,9121	0,9069
MEDIA TENSION - GRAN DEMANDA	36,24	34,69	1043,32	1,4846	1,4800	1,4748

TARIFA 7

	Cargo por Máx. Cap. de Sum. contratada \$/KW- mes	Cargo por Cap. de Punta contratada en Hs. de Punta \$/KW-mes	Cargo Fijo \$/mes	Cargo Variable Horas Pico \$/KWh	Cargo Variable Horas Resto \$/KWh	Cargo Variable Horas Valle \$/KWh
Entre 10 y 50 Kw exclusivo para Usuarios de Riego Agrícola						
BAJA TENSION - MEDIANA DEMANDA	-----	-----	27,66	1,3279	1,3229	1,3172

TARIFA 8

	Cargo por Máx. Cap. de Sum. contratada \$/KW- mes	Cargo por Cap. de Punta contratada en Hs. de Punta \$/KW-mes	Cargo Fijo \$/mes	Cargo Variable Horas Pico \$/KWh	Cargo Variable Horas Resto \$/KWh	Cargo Variable Horas Valle \$/KWh
> 50 Kw exclusivo para Usuarios de Riego Agrícola						
BAJA TENSION - MEDIANA DEMANDA	-----	-----	27,66	1,2213	1,2163	1,2106
BAJA TENSION - GRAN DEMANDA	-----	-----	27,66	1,8042	1,7992	1,7935

ZONA FRANCA

	Cargo por Máx. Cap. de Sum. contratada \$/KW- mes	Cargo Variable \$/KWh
Parque Industrial de Güemes		
BAJA TENSION - MEDIANA DEMANDA	34,78	0,75033
MEDIA TENSION - MEDIANA DEMANDA	25,70	0,74051
MEDIA TENSION - GRAN DEMANDA	25,70	1,39707

ENTE REGULADOR DE SERVICIOS PÚBLICOS

ANEXO 1

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

	Cargo por Máx. Cap. de sum. contratada \$/KW-mes	Cargo por Cap. de Sum. contratada en Hs. de Punta \$/KW-mes	Cargo Fijo \$/mes	Cargo Variable Horas Pico \$/KWh	Cargo Variable Horas Resto \$/KWh	Cargo Variable Horas Valle \$/KWh
T3-BAJA TENSION - MEDIANA DEMANDA	89,16	73,60	50,51	0,1258	0,1182	0,1132
T3-BAJA TENSION - GRAN DEMANDA	89,16	73,60	50,51	0,1843	0,1755	0,1703
T3-MEDIA TENSION - MEDIANA DEMANDA	36,24	57,06	1815,37	0,0826	0,0767	0,0719
T3-MEDIA TENSION - GRAN DEMANDA	36,24	57,06	1815,37	0,1016	0,0930	0,0882
T3-ALTA TENSION - MEDIANA DEMANDA	7,58	7,62	1815,37	0,0532	0,0507	0,0481
T4-BAJA TENSION - MEDIANA DEMANDA	43,82	4,65	288,16	0,2994	0,2657	0,2485
T5 - BAJA TENSION - MEDIANA DEMANDA	44,48	33,49	494,37	0,1848	0,1816	0,1783
T5 - BAJA TENSION - GRAN DEMANDA	44,48	33,49	494,37	0,2418	0,2386	0,2353
T6 - MEDIA TENSION - MEDIANA DEMANDA	36,24	23,26	1775,62	0,2173	0,2172	0,2170
T6 - MEDIA TENSION - GRAN DEMANDA	36,24	23,26	1775,62	0,2404	0,2403	0,2402
T7 - BAJA TENSION - MEDIANA DEMANDA	-----	-----	123,17	0,6488	0,6482	0,6476
T8 - BAJA TENSION - MEDIANA DEMANDA	-----	-----	384,41	0,5387	0,5382	0,5376
T8 - MEDIA TENSION - GRAN DEMANDA	-----	-----	384,41	0,6579	0,6573	0,6567

TARIFAS BALANCE NETO-GGER RESIDENCIALES- INDUSTRIALES Y/O PRODUCTIVOS

NOMENCLATURA	[\$/kwh]
BALANCE NETO DE ORIGEN SOLAR	T_BN_SOL 5,6558
BALANCE NETO DE ORIGEN BIOMASA	T_BN_BIO 0,8996
BALANCE NETO DE ORIGEN EÓLICO	T_BN_EOL 1,2383
BALANCE NETO DE ORIGEN HIDRÁULICO	T_BN_HID 1,1654

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



