



E.P.R.E.

Ente Provincial Regulador de la Energía

RESOLUCION N° 67 EPRE
EXPTE N° 56/13 EPRE.-

PARANA, 21 de Mayo de 2014

VISTO:

La Resolución N°134/13 EPRE por la que se resuelve realizar la Revisión Tarifaria Inicial para el período Marzo de 2014 - Junio de 2016, en cumplimiento de lo establecido en los Contratos de Concesión de las Distribuidoras Eléctricas de jurisdicción Provincial; y

CONSIDERANDO:

Que distintas Distribuidoras efectuaron sus presentaciones según consta en el Expediente de la referencia;

Que las presentaciones se pueden agrupar en tres formatos distintos, debido a que para el caso de varias Distribuidoras Cooperativas las mismas respetan un formato común, con distintas pretensiones individuales;

Que en tal sentido, a los efectos de su descripción, un primer grupo lo constituyen las Presentaciones de las: Cooperativa de Servicios Públicos El Tala Ltda, Cooperativa de Servicios Públicos Gral. San Martín Ltda, Cooperativa de Electricidad y Otros Servicios Públicos La Paz Ltda., Cooperativa de Servicios Públicos 25 de Mayo Ltda., Cooperativa Victoria de Electrificación Rural Ltda Cooperativa de Provisión de Servicios Públicos San Antonio Ltda., Cooperativa de Consumo de Electricidad y Afines de Gualeguaychú Ltda., Cooperativa de Servicios Públicos Gral. Urquiza Ltda, Cooperativa La Agrícola Regional y Cooperativa de Servicios Públicos La Esperanza Ltda.;

Que en función a las pautas mínimas establecidas en la Resolución N° 134/13 EPRE, las propuestas de estas Cooperativas se encuentran centralizadas en cinco aspectos esenciales, a saber:

- Análisis de las situaciones Técnicas, Económicas y Financieras de las Cooperativas: Presentan una descripción de los principales aspectos referidos al desempeño técnico de la Cooperativa en los últimos 5 años, considerando energías comprada y facturada, longitudes de redes en las distintas tensiones, cantidad y potencia de los transformadores en servicio. Toman como base el año 2012, realizan una estimación del VNR puesto a disposición del servicio, valor actualizado por una fórmula propuesta. Complementan el análisis con información referida a calidad del servicio y una descripción de los temas críticos o principales problemas evidenciados para atender las fallas.

Respecto a la situación económica-financiera, complementan la presentación con ingresos por compra y venta de energía, gastos operativos, depreciaciones y



E.P.R.E.

Ente Provincial Regulador de la Energía

RESOLUCION N° 67 EPRE
EXPTE N° 56/13 EPRE.-

amortizaciones e intereses de deudas, describiendo los problemas que tienen las Cooperativas para acceder a financiamiento.

- Evolución y proyecciones de mercado: Proyectaron los mercados a partir de valores históricos, aplicando regresiones autónomas sobre series de los últimos cinco años. Para los casos en que no se contaba con la información de base, utilizaron tasas similares a otras Cooperativas de la región.
- Análisis presentes y futuros de las redes eléctricas: Formulan características técnicas actuales de las redes eléctricas, complementando con estudios de pérdidas técnicas o informes operativos para permitir identificar situaciones críticas asociadas a la prestación del servicio. Adjuntan planes de expansión indicativos de las redes de distribución para los próximos 5 años, en la que indican la magnitud de las instalaciones y valorización estimada de las mismas.
- Análisis evolutivos de los costos de operación y mantenimiento: Comparan los costos de operación y mantenimiento incurridos con valores de referencia, en función de indicadores eficientes. Los costos operativos eficientes surgen a partir de un estudio desarrollado para las Cooperativas de Gualaguaychú, La Paz y San Martín en el año 2011, considerando costos a Diciembre de 2012. En Anexo, exponen la metodología para la determinación de la tasa de actualización, que para el análisis de los casos testigos de las Cooperativas de Gualaguaychú y La Paz arroja un valor del 13,45%. Asimismo indican las condiciones en que las Cooperativas están operando y manteniendo la red, focalizando en los mantenimientos preventivos y correctivos y determinando si las redes tienen algún grado de automatización.
- Estudios financieros exhaustivos de corto y mediano plazo: Toman como referencia estudios del año 2011, proyectaron ingresos, costos, depreciaciones y amortizaciones, intereses de deuda, determinando los ingresos necesarios para hacer sustentable la distribución por parte de las Cooperativas al año 2016.

Que en su presentación la Cooperativa de Servicios Públicos El Tala Ltda. no incluye información histórica del mercado eléctrico, adoptando un crecimiento de 4,5 %, similar a otras Cooperativas de la región;

Que para la determinación del Valor Nuevo de Reposición VNR, calcula la valorización de las instalaciones a nuevo, obteniendo para el año 2012 un valor de \$122.166.319, no cuenta con información del estado actual de los activos;

Que los Costos Operativos para el año 2012 OPEX suman \$3.965.326, mientras que los Costos Operativos Eficientes que comparan con los de referencia, alcanzan el valor de \$7.175.605;



E.P.R.E.

Ente Provincial Regulador de la Energía

RESOLUCION N° 67 EPRE
EXPTE N° 56/13 EPRE.-

Que con respecto al estudio exhaustivo financiero de corto y mediano plazo, la propuesta no cuenta con información para analizar la evolución del último período;

Que en base a supuestos elabora un flujo de caja, presentan los ingresos operativos requeridos para atender los gastos prudentes y eficientes y las inversiones necesarias para atender el servicio;

Que los ingresos requeridos para la Revisión Inicial a Diciembre de 2012 representan un incremento de los ingresos de 297,72%, respecto de los ingresos vigentes;

Que la propuesta la Cooperativa de Servicios Públicos Gral. San Martín Ltda., se basa en proyecciones del mercado eléctrico, utilizó una serie correspondiente al período 2009-2013 que arroja una tasa de crecimiento promedio para los próximos cinco años del 6,5 %;

Que la valorización de las instalaciones a nuevo, para el año 2012 es de \$131.844.158;

Que los Costos Operativos observados para el año 2012 OPEX suman, según la propuesta, los \$3.666.031, mientras que los Costos Operativos Eficientes comparados con los de referencia, alcanzan el valor de \$2.873.291;

Que respecto a la situación financiera, el flujo de caja aparece como positivo, la morosidad en un porcentaje no significativo y a la situación impositiva la encuadran dentro de un marco normal;

Que los ingresos que requieren para la Revisión Inicial a Diciembre de 2012 representa un incremento del 271,2%, respecto de los ingresos vigentes;

Que la propuesta de la Cooperativa de Electricidad y Otros Servicios Públicos La Paz Ltda. proyecta el mercado eléctrico a partir de una serie de 10 años, aplican una regresión autónoma la que arroja una tasa de crecimiento promedio para los próximos cinco años del 4,9 %;

Que para la determinación de la base de capital, calculan la valorización de las instalaciones a nuevo, obteniendo un VNR para el año 2012 de \$81.980.000;

Que los Costos Operativos que observan para el año 2012 OPEX es de \$13.474.854, y los Costos Operativos Eficientes, comparados con los de referencia, alcanzan el valor de \$46.184.264;



E.P.R.E.

Ente Provincial Regulador de la Energía

RESOLUCION N° 67 EPRE
EXPTE N° 56/13 EPRE.-

Que la situación financiera evidencia un flujo de caja libre negativo, situación que vuelve inviable la prestación del servicio de no realizar el ajuste tarifario;

Que los ingresos requeridos para la Revisión Inicial a Diciembre de 2012 representan un incremento de los ingresos de 63,6%, respecto de los ingresos vigentes;

Que en su presentación la Cooperativa de Servicios Públicos 25 de Mayo Ltda., proyecta el mercado eléctrico para una serie de 10 años, y aplica una regresión autónoma que arroja una tasa de crecimiento promedio para los próximos cinco años del 4,1 %;

Que para la determinación del Valor Nuevo de Reposición VNR, calculan la valorización de las instalaciones a nuevo, obteniendo para el año 2012 un valor de \$96.434.029;

Que no cuentan con información para evaluar los Costos Operativos correspondientes al año 2012, por lo que estiman que los Costos Operativos Eficientes para la Cooperativa rondarían los \$8.110.881;

Que tampoco agregó información para realizar el análisis de la situación financiera;

Que finalmente, la propuesta considera que los ingresos requeridos para la Revisión Inicial a Diciembre de 2012 representan una tarifa media de 1.224 \$/kWh, sin especificar el incremento tarifario;

Que en la propuesta de la Cooperativa Victoria de Electrificación Rural Ltda. consideraron para el mercado eléctrico una serie de 10 años, a la que le aplicaron una regresión autónoma, arrojando a 5 años una tasa de crecimiento promedio de 5,5 %;

Que para la determinación de la base de capital, calcularon la valorización de las instalaciones a nuevo, obteniendo un VNR para el año 2012 de \$83.819.772;

Que los Costos Operativos que observaron para el año 2012 OPEX es de \$3.174.777 y los Costos Operativos Eficientes, que comparan con los de referencia, alcanzan el valor de \$7.175.605;

Que atento a la situación financiera de los últimos cinco años, evidencian un flujo de caja libre negativo, una vez descontada la depreciación de los activos;



E.P.R.E.

Ente Provincial Regulador de la Energía

RESOLUCION N° 67 EPRE
EXPTE N° 56/13 EPRE.-

Que concluye su presentación en que los ingresos requeridos para la Revisión Inicial a Diciembre de 2012 representan un incremento de los ingresos de 441,11%, respecto de los ingresos vigentes;

Que la Cooperativa de Provisión de Servicios Públicos San Antonio Ltda., basa su propuesta proyectando el mercado eléctrico a partir de una serie de 10 años, y aplican una regresión autónoma, la que arroja una tasa de crecimiento promedio para los próximos cinco años del 4,5 %;

Que para la valorización de la base de capital, obtienen un VNR actualizado para el año 2012, el que arroja un monto de \$51.425.870;

Que actualizaron los costos a Diciembre de 2012, arribando a unos OPEX totales de \$3.487.437, que contrastan con los Costos Operativos Eficientes de referencia de \$6.038.761;

Que con referencia a la situación financiera, la Cooperativa informa no presentar deudas bancarias, sí algún grado de retraso en el pago a proveedores y una morosidad en el cobro dentro de valores razonables;

Que el incremento tarifario de acuerdo a la metodología propuesta es de 192,3%, respecto al nivel vigente;

Que la Cooperativa de Consumo de Electricidad y Afines de Gualeguaychú Ltda. realiza su presentación proyectando el mercado eléctrico a partir de los valores históricos, aplica un método tendencial a partir de una regresión autónoma. Utiliza la serie de los últimos 10 años, que, proyectada le arroja un crecimiento promedio para los próximos cinco años del 4,0 %;

Que el VNR actualizado para el año 2012, les arroja un monto de \$179.000.000;

Que la Cooperativa actualizó los costos a Diciembre de 2012, arribando a unos OPEX totales de \$17.944.250, que contrastan con los Costos Operativos Eficientes de referencia de \$36.321.538;

Que con referencia a la situación financiera, la Cooperativa evidencia dificultades en el acceso a la financiación, debido a que los balances de los últimos ejercicios han sido deficitarios, con tendencia a no cambiar en el corto plazo;

Que los ingresos requeridos para la Revisión Inicial a Diciembre de 2012, representan un incremento del 51%, respecto de los ingresos vigentes;



E.P.R.E.

Ente Provincial Regulador de la Energía

RESOLUCION N° 67 EPRE
EXPTE N° 56/13 EPRE.-

Que la Cooperativa de Servicios Públicos Gral. Urquiza Ltda. efectúa su presentación, proyectando el mercado eléctrico a partir de los valores históricos, aplica un método tendencial a partir de una regresión autónoma. Utiliza la serie de los últimos 10 años que, en su proyección arroja un crecimiento promedio para los próximos cinco años del 5,5 %;

Que para la valorización de las instalaciones a nuevo obtiene un VNR actualizado para el año 2012 de \$225.703.690;

Que actualizaron los costos OPEX a Diciembre de 2012 los que suman un valor de \$4.470.000, que contrastan con los Costos Operativos Eficientes de referencia de \$8.110.881;

Que con referencia a la situación financiera, informan que el flujo de caja es positivo pero que invierte su signo al descontar la depreciación de los activos, por no resultar posible la renovación de la red;

Que concluye el informe, que el incremento tarifario, de acuerdo a la metodología propuesta, es de 384,42% respecto al nivel vigente;

Que La Agrícola Regional Cooperativa Ltda., detalla en su propuesta que al estudio de mercado no pudo realizarlo a partir de series históricas, razón por la cual adopta un crecimiento promedio de las otras Distribuidoras de 4,5 %;

Que la propuesta incluye una valorización de la base de capital a nuevo para el año 2012 de \$87.871.749;

Que los costos que observan al año base OPEX, totalizan la suma de \$6.512.715, que contrastan con los Costos Operativos Eficientes de referencia de \$11.065.658;

Que la propuesta no contempla ningún análisis de la actual situación financiera, con referencia a la prestación del servicio eléctrico;

Que concluye informando, que los ingresos requeridos para la Revisión Inicial a Diciembre de 2012 representan un incremento del 49,1%, respecto de los ingresos vigentes;

Que presenta su propuesta la Cooperativa de Servicios Públicos La Esperanza Ltda., proyecta el mercado sobre la base de valores históricos y aplica una regresión autónoma. Utiliza la serie de los últimos 10 años que arroja un crecimiento promedio para los próximos cinco años del 4,6 %;

Que para la valorización de las instalaciones a nuevo, obtuvo un VNR actualizado para el año 2012 de \$48.888.936;



E.P.R.E.

Ente Provincial Regulador de la Energía

RESOLUCION N° 67 EPRE
EXPTE N° 56/13 EPRE.-

Que la Cooperativa, actualizó los costos a Diciembre de 2012, arribando a unos OPEX totales de \$2.180.513, que confrontan con los Costos Operativos Eficientes de referencia de \$6.240.329;

Que informa su situación financiera crítica, ya que arroja quebrantos consecutivos y crecientes en los últimos cinco años;

Que concluye, que los ingresos requeridos para la Revisión Inicial a Diciembre de 2012 representan un incremento del 390,1%, respecto de los ingresos vigentes;

Que, por otra parte, la Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda., en su presentación, solicita la modificación del procedimiento de cálculo de los cargos por la Función Técnica de Transporte (Peaje), que es prestada a la misma por la Empresa de Energía de Entre Ríos –ENERSA-;

Que la Cooperativa informa que ha sido reconocida como agente Distribuidor del Mercado Eléctrico Mayorista, razón por la cual adquiere la energía eléctrica para abastecer su demanda en dicho mercado;

Que no obstante, para conectarse con las instalaciones del Mercado Eléctrico Mayorista -MEM-, requiere el uso de instalaciones y servicios que le provee ENERSA, caracterizados como Función Técnica de Transporte o Peaje;

Que las condiciones del servicio con que se presta la Función Técnica de Transporte son las reguladas por la Jurisdicción Provincial, por aplicación de su Ley de Marco Regulatorio;

Que la propuesta analiza, para un mes determinado, la facturación de la ENERSA por sus servicios de la FTT, en contraposición con la misma facturación si los servicios fueran prestados bajo los enunciados de la regulación de jurisdicción nacional;

Que conceptualmente interpreta que, los servicios prestados por ENERSA a la Cooperativa se pueden enmarcar en la actividad de transporte previsto en la regulación nacional;

Que asimismo, la presentación de la Empresa Energía de Entre Ríos SA -ENERSA- plantea que requiere dar inicio a inversiones en el sector eléctrico con la debida antelación, señala que de no contar con los ingresos tarifarios suficientes, no puede garantizar en el corto y mediano plazo realizar las inversiones y atender costos operativos necesarios;



E.P.R.E.

Ente Provincial Regulador de la Energía

RESOLUCION N° 67 EPRE
EXPTE N° 56/13 EPRE.-

Que informa asimismo, que en los últimos años se han producido incrementos de costos significativos que, de mantenerse el retraso en las inversiones, se irán incrementando los riesgos de que se produzcan colapsos en el servicio en algunas áreas, con impactos sociales significativos;

Que observa con preocupación la obsolescencia significativa de las redes con muchos años en el servicio, siendo necesario su reemplazo, bajo reglamentaciones actuales con el fin de satisfacer una demanda de mayor calidad y seguridad, lo que genera un impacto económico importante;

Que resalta la necesidad de obras que aparecen en extensas zonas rurales por reconversión de algunas actividades rurales-productivas, que generan asimismo un significativo incremento de los costos operativos por las extensas regiones a mantener;

Que las ciudades más densamente pobladas han presentado una explosión habitacional sin precedentes, que genera una dinámica de obras muy importante, sumado en algunos casos de crecientes requisitos de los municipios en torno al tipo de redes de distribución requeridos;

Que en el sistema de transmisión en 132 kV se manifiestan estos crecimientos, cuando una década atrás los requerimientos anuales eran de 17 MW/año y por estos días prácticamente se ha duplicado esa necesidad a cubrir;

Que respecto al crecimiento de la demanda, ENERSA informa que, la energía y la potencia operada desde 2002 hasta la fecha ha crecido a un 7% anual, lo que implica duplicar las instalaciones cada 10 años;

Que resalta que este fenómeno, fue impulsado por las políticas provinciales de desarrollo de emprendimientos productivos, de características fundamentalmente agroindustriales y que ENERSA ha acompañado a estos sectores de la producción que han mejorado su competitividad, en parte gracias al retraso de los costos de la energía eléctrica y para el caso que nos ocupa del valor agregado que ENERSA introduce en la cadena de valor;

Que también informa, que en el sector residencial el consumo promedio ha crecido claramente, debido a la incorporación de importantes cantidades de electrodomésticos y en especial de acondicionadores de aire;

Que respecto a la cantidad de usuarios, los mismos se han incrementado en forma sostenida a un ritmo del 3,1% anual, lo que equivale a casi 10.000 nuevos usuarios anuales;



E.P.R.E.

Ente Provincial Regulador de la Energía

RESOLUCION N° 67 EPRE
EXPTE N° 56/13 EPRE.-

Que en cuanto a las previsiones de la demanda de energía, cuentan con una proyección del 4% en el mediano plazo. No obstante, por cuestiones climáticas y de expectativas de corto plazo esperan cerrar 2013 y 2014 con tasas inferiores;

Que respecto a la situación de los sistemas eléctricos hace referencia al sistema de Alta Tensión (132 kV), y que es notorio el crecimiento de potencia registrado y que es casi imposible de sostener en el corto plazo, de no continuar con las inversiones en el sistema de transporte;

Que si bien, el sistema en su mayoría funciona con una configuración de malla cerrada con doble alimentación en la mayoría de sus barras, aún quedan líneas radiales que imposibilitan garantizar el abastecimiento en condiciones de contingencia simple de las líneas de vínculo con el SADI;

Que argumentan que las fallas en líneas radiales provocarán cortes de carga en las localidades respectivas y en la medida que la carga aumente, la no disponibilidad de estas líneas provocará restricciones en el suministro;

Que no han contemplado, en el plan de inversiones del sistema de transmisión propuesto, distintas obras en 132 kV, líneas y EETT, que suman más de 500 millones de pesos, ya que se prevé otros financiamientos alternativos a los tarifarios;

Que respecto a las estaciones transformadoras, al estar funcionando cerca de su potencia nominal, ante una falla sólo tendrán como respaldo la energía que pueda transportarse a través de la red de 33 kV, que prácticamente se ha perdido totalmente;

Que en cuanto a la falta de utilización de la red de 33 kV, como respaldo al sistema de transporte, en que el desarrollo agro-industrial ha cambiado la magnitud de las potencias demandadas, prácticamente la atención de esta demanda creciente ha reemplazado el pasado abastecimiento suburbano o de tipo rural;

Que también informan, que las inversiones en los sistemas de distribución son significativas y deberán sostenerse en el futuro, debido al crecimiento de la demanda en todo el espectro, debido a que el relativo bajo costo de la electricidad impacta positivamente en los pequeños usuarios y en los emprendimientos productivos;

Que en consideración a la Evolución de los Costos de Prestación del Servicio, recuerdan que el Contrato de Concesión 2012 prevé un mecanismo de actualización de los costos de distribución a partir de índices INDEC;

Que no obstante, puntualizan que los costos propios de la actividad de distribución han crecido más que el promedio de la economía nacional;



E.P.R.E.

Ente Provincial Regulador de la Energía

RESOLUCION N° 67 EPRE
EXPTE N° 56/13 EPRE.-

Que una situación similar observan en los salarios, precios de los combustibles líquidos, servicios logísticos, etc., donde los principales indicadores han superado el 500% desde la salida de la convertibilidad, mientras que el Valor Agregado de Distribución VAD, en particular el residencial, se ha encontrado por debajo de estas variaciones;

Que en consideración al Valor a Nuevo de Reemplazo de las Redes, ENERSA informa que en el 2010 contrató a la consultora ORGANIZACIÓN LEVIN DE ARGENTINA SA, experta en valuación de activos y llegó a los siguientes resultados: Valor a Nuevo de Reemplazo \$3.314.581.490, Valor a Nuevo de Reemplazo Depreciado Técnico \$1.557.792.905 y Depreciación Anual Valor de Reemplazo \$102.295.044;

Que con dicha información, ENERSA ha incorporando los movimientos de altas y bajas con las obras realizadas y actualizando mediante índices arriba a los siguientes valores de VNR de Reemplazo: Valor a Nuevo de Reemplazo \$5.577.000.000 y Depreciación Anual Valor de Reemplazo \$ 168.000.000;

Que sostiene la Distribuidora que estas últimas cifras, reflejan el nivel de las inversiones que la Distribuidora debe realizar para la reposición de los activos de manera de sostener la calidad de servicio;

Que en cuanto a la situación financiera, presenta un Cuadro Comparativo, donde se pueden comparar los resultados financieros de los años 2012 y 2013;

Que en el año 2012, por ser período completo de gestión, visualizan que las ganancias antes de impuestos, deudas y amortizaciones (EBITDA) arriba a los 102,74 millones de pesos; El costo de compra de energía representa aproximadamente el 45% de los costos de la Empresa y que invirtió 70 millones de pesos en el año 2012;

Que también informa, que, si bien la Empresa puede hacer frente a sus Costos de Explotación y realizar algunas inversiones, no pueden generar excedentes suficientes para realizar todas las inversiones necesarias en el Sistema;

Que respecto a la solicitud de Incremento Tarifario y dada la urgente necesidad de llevar adelante el Plan de Inversiones 2014-2016, solicitan para el Período Tarifario 1° de Marzo de 2014 al 30 de Junio de 2016, mantener la vigencia del Fondo Especial para Infraestructura y Mantenimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Entre Ríos -FEIyMSE- de 31 \$/MWh y un incremento del Valor Agregado de Distribución del 31%, de manera que represente un incremento medio de tarifas a usuarios finales global de 19,8%;



E.P.R.E.

Ente Provincial Regulador de la Energía

RESOLUCION N° 67 EPRE
EXPTE N° 56/13 EPRE.-

Que adicionalmente proponen, que el importe correspondiente al FEIyMSE, desde el momento de aplicación, se actualice conforme al mismo mecanismo de Adecuación de los Costos de Distribución, previsto en el Contrato de Concesión;

Que posteriormente el día 06 de Diciembre de 2013 efectúan, una solicitud de incremento tarifario alternativo, con el argumento de garantizar a los usuarios que el destino de los mayores ingresos sea la realización de Obras para Infraestructura y Mantenimiento del Sistema Eléctrico, proponiendo una alternativa que permita recaudar el mismo incremento global de ingresos;

Que la diferencia estriba, que los mayores ingresos sean generados totalmente a través del Fondo FEIyMSE, con una versión modificada u otro similar, bajo la jurisdicción del EPRE;

Que la alternativa consistiría en, remplazar el actual valor de 31 \$/MWh por valores tabulados en función de las distintas tarifas, de manera de arribar a un impacto similar a de la propuesta básica;

Que de esta manera, quedan expuestas las presentaciones que han realizado las Distribuidoras;

Que habiéndose cumplido con los requisitos establecidos en el Artículo 36 de la Ley N° 8916, y conforme lo establece el Artículo 19 del Anexo I de la Resolución N° 110/13 EPRE, el Interventor del EPRE por Resolución N° 171/13, convocó a Audiencia Pública para el día 05 de Febrero del 2014 y designó al Ing. Roberto Lovera y al Dr. Alejandro Canavesio para actuar como Defensores de los Usuarios;

Que en la ciudad de Villaguay, se llevó a cabo la Audiencia Pública con el objeto de considerar la Revisión Tarifaria Inicial;

Que de las distintas exposiciones, se toman y resaltan los aspectos más importantes a tener en cuenta en la evaluación de las solicitudes presentadas, en función de su relación con el objeto propio de la Audiencia;

Que en representación de la Empresa Energía de Entre Ríos -ENERSA- toma la palabra el Ing. Octavio Zampronio. Manifiesta que como Gerente de Tarifas y Mercados de ENERSA, iniciará la presentación realizando una reseña de las características del servicio eléctrico y de la ENERSA;

Que exhibió el paralelismo existente entre el crecimiento de la demanda de energía y el crecimiento económico, señalando que aún en los años de recesión 2000-2002 la curva de energía continuó creciendo, como producto fundamentalmente de una mayor incorporación de equipamiento en los usuarios residenciales;



E.P.R.E.

Ente Provincial Regulador de la Energía

RESOLUCION N° 67 EPRE
EXPTE N° 56/13 EPRE.-

Que la Tasa de Crecimiento del 7-8% anual, implica que cada ocho años hay que duplicar las instalaciones para satisfacer la demanda y que durante el año 2013 el crecimiento alcanzó casi el 12%;

Que también caracterizó el comportamiento de la demanda con el desplazamiento del pico de demanda, que hasta el 2007 era nocturno y a partir de dicho año durante el período estival el pico se produce en horas de la siesta, superando así al nocturno;

Que respecto a la evolución de la cantidad de usuarios, expresó que en los últimos 10 años, la cantidad de nuevos usuarios se ha incrementado en un 35% o sea una tasa de 3,1% anual, representando alrededor de diez mil nuevos usuarios por año;

Que en lo que refiere al consumo promedio por usuario residencial, lo que entre 1997 y 2000 era de 320 kWh/bim se ha incrementado a 450 kWh/bim en la actualidad, como consecuencia de la incorporación de equipamiento en los hogares;

Que como combinación del crecimiento del 35% en la incorporación de nuevos usuarios y del 40% de incremento del consumo promedio, arriban a casi el 90% del crecimiento de la demanda para el período;

Que a continuación prosigue con la presentación de ENERSA, el Ing. Daniel Beber. Expresó, que como Gerente de Ingeniería y Planificación de las redes de la provincia, los criterios para la planificación de las redes deben tener en cuenta el abastecimiento de la demanda actual y futura, la calidad del servicio que es necesario mantener y las posibles contingencias que se pueden manifestar en las redes, considerando la caracterización de una industria a cielo abierto;

Que para ilustrar el crecimiento reciente de las redes, detalló el Sistema en 132 kV, mostrando el grado de carga de las distintas Estaciones Transformadoras y sus capacidades remanentes que en muchos casos está por debajo del deseado;

Que asimismo, hizo una breve reseña de todas las obras que se han realizado en los últimos años en este nivel de tensión, como así también de las previsiones para los próximos años;

Que también realizó un repaso de las obras en Subtransmisión que se ejecutaron recientemente y de todas las que están consideradas en el plan de inversiones;

Que manifestó el acompañamiento que ENERSA ha realizado para la concreción de la ET de 500 kV en Paraná y de todas las obras asociadas en 132 kV que están en ejecución;



E.P.R.E.

Ente Provincial Regulador de la Energía

RESOLUCION N° 67 EPRE
EXPTE N° 56/13 EPRE.-

Que referenció las gestiones que en forma permanente realizan para acceder a financiamientos alternativos, que en algunos casos logran concretar;

Que manifestó que a los sistemas de transporte es conveniente mirarlos como desarrollos regionales, sociales, solidarios, porque brindan servicios a todas las distribuidoras, tanto Cooperativas como ENERSA y posibilidades de desarrollos futuros;

Que expresó también, la importancia de mantener el ritmo de inversiones necesarias desde el punto de vista de los mantenimientos, ya que al retrasarse las mismas los mantenimientos preventivos, más económicos, van disminuyendo incrementándose por otra parte los mantenimientos correctivos;

Que continua con la exposición, representando a ENERSA, el Cr. Carlos Malmierca, el mismo realizó una reseña sobre el subsistema económico financiero, soporte de los planes de mantenimiento y de inversión de la distribuidora. Resaltó que desde sus inicios la ENERSA ha capitalizado todos sus resultados, o sea todo recae en las inversiones y actividades de mantenimiento;

Que a efectos de ilustrar el entorno de los costos, ingresos, etc. desarrolló la evolución los principales indicadores INDEC, que se utilizan para la actualización del VAD en comparación con los ingresos tarifarios en series a partir del año 2001;

Que manifestó que el desafío permanente es lograr que la tarifa, más fondos especiales, más fondos provinciales, más fondos nacionales, permita gestionar la estructura de financiamiento y lograr que la brecha existente con los costos y necesidades de inversiones sea la menor posible;

Que las simulaciones que realizó la Distribuidora para solicitar el 19,8% de incremento tarifario, deben sumarse a otros aportes que deben conseguirse, para en conjunto alcanzar el financiamiento total necesario;

Que seguidamente retoma la palabra el Ing. Octavio Zampronio expresando que, realizó un repaso de la variación de los indicadores oficiales utilizados, donde se pudo apreciar que los incrementos de los principales insumos han estado por encima de la tarifa media y del VAD que percibe la Distribuidora;

Que señaló que el salario medio de los últimos años ha crecido en una proporción mayor que lo que ha crecido la tarifa residencial, lo que significa que una factura de luz residencial es una proporción cada vez menor dentro del salario promedio de los usuarios;



E.P.R.E.

Ente Provincial Regulador de la Energía

RESOLUCION N° 67 EPRE
EXPTE N° 56/13 EPRE.-

Que repasó los principios tarifario inmersos en la Ley de Marco Regulatorio, los que expresan que los ingresos deben satisfacer los costos operativos, impuestos, amortizaciones y una tasa de retorno. Resaltó también que el punto de amortizaciones refiere a reponer a su valor de mercado los bienes que se van desgastando y una tasa de retorno razonable que ENERSA utiliza para financiar las obras necesarias;

Que focalizó sobre la propuesta de ENERSA, que la misma es incrementar el VAD global del 19,8% en las tarifas a usuarios finales, continuar con el Fondo FEIyMSE, actualizable con el mecanismo previsto en el Contrato de Concesión;

Que como una cuestión adicional, solicitó que se incorpore a la propuesta la modificación de las alícuotas de Ingresos Brutos recientemente sancionada en Diciembre de 2013;

Que manifestó que ENERSA realizó una propuesta alternativa para recaudar los mismos ingresos pero a través del fondo FEIyMSE que debería ser adecuado legalmente, a los efectos de que toda la recaudación adicional pueda ser destinada a obras de infraestructura y mantenimiento del sistema eléctrico;

Que concluye, que el incremento tarifario solicitado se complementa con aportes de capital del Estado Provincial y Nacional que permitan llevar adelante el plan de inversiones que implica triplicar el nivel actual;

Que a continuación toma la palabra el Sr. Gustavo Bottero, en representación de la Cooperativa de Servicios Públicos Gral. San Martín. Dejó aclarado que las propuestas tarifarias presentadas por las Cooperativas fueron realizadas de acuerdo a la legislación vigente y que, como la información de base de los estudios remite al año 2012, los porcentajes de actualización solicitados pudieron haberse interpretado como exagerados;

Que remarcó que los mercados atendidos por las Cooperativas, en general son muy distintos a los de la ENERSA, muchos más pequeños y con consumos más acotados manifestándose en los gravísimos problemas de inversión.;

Que adicionalmente y a diferencia de ENERSA, las Cooperativas presentan la imposibilidad de conseguir financiaciones externas, resaltando los apoyos de la Secretaría de Energía que ha sido una aliada en dicho sentido;

Que destacó que los porcentajes solicitados superiores a los de la ENERSA, obedecen exclusivamente a esta diferencia de mercados y en virtud del atraso tarifario que se viene sufriendo los sistemas eléctricos rurales de las Cooperativas están en mal estado de mantenimiento y que, de no actualizarse la tarifa para efectuar las inversiones necesarias, el riesgo de abastecimiento a los asociados es latente;



E.P.R.E.

Ente Provincial Regulador de la Energía

RESOLUCION N° 67 EPRE
EXPTE N° 56/13 EPRE.-

Que a continuación toma la palabra el Dr. Juan Lawrie. Realizó una reseña institucional acerca del origen de las primeras Cooperativas urbanas de la provincia, Concordia y La Paz, y las posteriores rurales que conforman el 30% actual del mercado atendido en la provincia;

Que consideró que el aumento de la demanda responde, en mayor medida, al gran aumento del consumo residencial, lo que representa un difícil desafío ya que el consumo se produce en días y horas de altas temperaturas y no con la regularidad de un consumo industrial;

Que analizados los ingresos aparece que el 90% es destinado a la compra de energía, sueldos y cargas sociales y tan solo el 10% se destina para hacer frente a la administración, financiación, facturación, movilidad, reparaciones, ampliaciones de redes y transformación, compra y mantenimiento de vehículos y demás inversiones que hacen a la calidad y continuidad del servicio;

Que también recordó como en otras ocasiones, la falta de calidad y generalidad de otros servicios que influyen en la prestación del servicio, como ser la red de caminos, cobertura de telefonía celular, agregando en esta oportunidad los problemas de seguridad que afecta al normal desempeño del personal afectado a la prestación;

Que planteó la necesidad de implementar un Fondo Compensador Tarifario que contemple las asimetrías introducidas por la aplicación de un Cuadro Tarifario Provincial Único;

Que el mismo podría ser conformado por el aporte de todos los usuarios y redistribuirse entre las distintas distribuidoras en una justa proporción. Debería organizarse en forma independiente de otros fondos y distribuido mediante metodologías transparentes y con mecanismos de actualización;

Que recordó el concepto de que la energía más cara es la que no se dispone y realizó una semblanza acerca de los últimos acontecimientos de la Capital Federal, que los usuarios no contaron con el servicio eléctrico por períodos prolongados en el último verano;

Que señaló asimismo que, respecto a la propuesta alternativa de ENERSA, de que todo el incremento tarifario sea destinado al Fondo FEIyMSE, manifestó objeciones ya que las Cooperativas necesitan tarifa no solo para obras sino también para cubrir erogaciones corrientes, por lo cual el Fondo necesitaría un tratamiento distinto al actual;

Que toma la palabra el Director de Regulación y Control del EPRE Ing. Juan Carlos Cabrera y señala que, en el análisis previo de las presentaciones de las Cooperativas, se detectaron dudas y faltas de claridad de las mismas, por lo cual se les



E.P.R.E.

Ente Provincial Regulador de la Energía

RESOLUCION N° 67 EPRE
EXPTE N° 56/13 EPRE.-

requirió información adicional, en aspectos que inciden fuertemente en el cálculo tarifario, y que muy pocas prestadoras dieron respuesta;

Que seguidamente indica que se referirá a dos de los aspectos cuestionados, a saber: Costos Operativos: con relación a los costos operativos eficientes, planteados por las Cooperativas, que debieran llevarnos hacia la expresión de empresa modelo, trazando un camino desde una empresa real hacia el logro de costos más eficientes, no resulta entendible que las Cooperativas partan de costos reales en el año base de, por ejemplo OPEX \$ 2.800.000, y en este camino de eficiencia prevean estos mismos costos en un valor de \$ 7.700.000, triplicando entre otros el costo laboral, resulta muy difícil de entender la optimización pretendida;

Que el segundo aspecto es referido al Capital propio-Capital ajeno: expresó que las presentaciones consideran, en este aspecto, una metodología que parte de la participación de capital propio y ajeno calculado en función al patrimonio neto y el pasivo del año base. De esta forma, para una Cooperativa que en tal año base tiene un patrimonio neto de ocho millones y un pasivo de cuatro millones el cálculo refleja una relación del 34% que luego redondean en el 40%. Esta relación al aplicarse al nuevo capital calculado, que en el caso del ejemplo es de 147 millones, indica que pasarán a tener un capital no propio de partida de casi 60 millones, lo cual no resulta ni real ni lógico, y sobre estos valores aplican las tasas propuestas, distorsionando los resultados;

Que a continuación toman la palabra los representantes de las Cooperativas, señalando lo siguiente: En cuanto a los Costos Operativos: aclaran que la observación es cierta, que la presentación adolece de un error grosero, ya que en la impresión realizada por la consultora hubo un inconveniente que luego no se alcanzó a corregir. La observación es real y lo que se pretende presentar como empresa ideal está lejos del valor mencionado;

Que prosiguen manifestando que, en cuanto al Capital propio -Capital ajeno, no están en condiciones de responder, por desconocimiento del tema. No obstante, manifiestan que la metodología de trabajo que se adoptó fue la valorización de los bienes librados al servicio al valor de reposición al 2012. Asimismo indican que no hubo tiempo suficiente para completar la información oportunamente presentada;

Que toma la palabra el Presidente de la Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios Concordia Ltda. Cdor. César Gottfried, exponiendo que ENERSA y las demás Cooperativas solicitan en esta audiencia las actualizaciones necesarias del Cuadro Tarifario para continuar atendiendo una demanda de permanente crecimiento, la cual apoyan y adhieren;

Que no obstante, manifiesta que en esta ocasión se hace presente para solicitar la revisión del criterio de cálculo del transporte, para que el mismo sea considerado como tal y no como un servicio de distribución;



E.P.R.E.

Ente Provincial Regulador de la Energía

RESOLUCION N° 67 EPRE
EXPTE N° 56/13 EPRE.-

Que expresó que esta pretensión les ocasionará importantes ahorros y constituye una permanente e histórica demanda de la región de Salto Grande;

Que a continuación toma la palabra el Ing. Alejandro Sruoga. Describió la propuesta tarifaria de ENERSA argumentando que ésta le presta un servicio de conexión y vinculación a la Cooperativa Eléctrica de Concordia con el Mercado Eléctrico Mayorista. La Cooperativa es un agente distribuidor del MEM, reconocido como tal por la jurisdicción nacional;

Que en tal sentido, resolviendo su abastecimiento de potencia y energía y otros servicios en el MEM, requiere de ENERSA la vinculación de sus instalaciones de Distribución con las instalaciones del MEM, específicamente de la Distro en la ET Salto Grande;

Que interpretó el Marco Regulatorio y el Contrato de Concesión de ENERSA, considerando que la misma tiene las obligaciones de abastecer plenamente a sus usuarios finales, abastecer a las Cooperativas y prestar la vinculación, Función Técnica de Transporte, con el MEM de aquellas distribuidoras que operen abasteciéndose desde el MEM como la Cooperativa Eléctrica de Concordia;

Que describió la normativa Nacional, diferenciando la Función Técnica de Transporte asignada a aquellos agentes Distribuidores Provinciales que no son transportistas, diferenciando a los Transportistas específicamente concebido como una vinculación interprovincial o incluso interregional;

Que a continuación, se explayó sobre las cuestiones eléctricas de la zona, donde considera a Entre Ríos como una zona claramente exportadora de energía a partir de la localización de Salto Grande;

Que expuso que ENERSA posee un amplio desarrollo en el sistema de Alta Tensión para abastecer a sus usuarios que, tomando potencia desde los nodos del MEM abastece a toda la demanda de la región;

Que manifestó también la singularidad de la Cooperativa de Concordia, que tiene bastante que ver con la conclusión final del análisis, es que requiere de tan solo 10 km de línea en 132 kV para conectarse con el MEM;

Que argumentó de esta manera el uso que hace la Cooperativa de las instalaciones asociando de esta manera al concepto de Transporte y no así al de Distribución de Energía;

Que desarrolló la propuesta comparando la tarifa calculada como distribución, situación actual, sin distinguir la cantidad de instalaciones dedicadas al



E.P.R.E.

Ente Provincial Regulador de la Energía

RESOLUCION N° 67 EPRE
EXPTE N° 56/13 EPRE.-

servicio que le presta a la Cooperativa, versus la aplicación del criterio nacional del modelo Distro donde arroja diferencias de tres a uno a favor del segundo esquema;

Que justificó la propuesta y que la diferencia de tres a uno se origina en que, considerando al servicio como distribución donde el prestador tiene que garantizar toda la demanda, en vez de considerar el servicio como transporte, donde el prestador solo garantiza el vínculo;

Que de aceptarse la propuesta, expresó, la Cooperativa con los ahorros generados estaría en condiciones de ejecutar a su cargo las obras para vincularse directamente con la Distribuidora Regional, sustituyendo los servicios que hoy son prestados por ENERSA;

Que continuó la exposición el Dr. Pablo Hourbeig, explayándose en cuestiones formales sobre el marco normativo en que se enmarca la propuesta de la Cooperativa;

Que planteó que de acuerdo a la Ley N° 8916, su Decreto Reglamentario N° 1300, el Reglamento de Audiencias Públicas y el Contrato de Concesión de ENERSA y las Resoluciones convocantes a la presente Audiencia Pública, la Cooperativa tiene derecho a pedir el cambio de criterio regulatorio de la tarifa de función técnica de transporte;

Que asimismo expresó que la Cooperativa tiene derecho a cuestionar la legitimidad de la tarifa, ya que la vigente no es justa ni razonable ni representa los costos económicos del servicio que recibe la misma, ni representa el mínimo costo compatible con la seguridad de suministro;

Que manifestó también, que entiende que el EPRE es competente por una cuestión normativa, de especialidad y porque su objetivo principal es la regulación tarifaria y porque es el único Ente Estatal del ámbito Provincial que tiene potestad tarifaria;

Que tampoco encontró dentro del Marco Regulatorio, Ley N° 8916 y Decreto N° 1300, ninguna disposición relacionada con la obligatoriedad del EPRE de establecer una tarifa de peaje uniforme de aplicación generalizada para toda la provincia;

Que también expresó que ante el improbable supuesto de no hacerse lugar al cambio de criterio solicitado por la Cooperativa, se hacía reserva para analizar y encarar acciones alternativas para lograr mejorar las condiciones de abastecimiento ante autoridades públicas provinciales y/o nacionales;



E.P.R.E.

Ente Provincial Regulador de la Energía

RESOLUCION N° 67 EPRE
EXPTE N° 56/13 EPRE.-

Que a continuación tomó la palabra el Ing. Juan Carlos Cabrera, Director de Regulación y Control del Servicio Eléctrico del EPRE y requirió aclarar aspectos que no quedaban claros a partir de la propuesta de la Cooperativa;

Que en tal sentido realizó una crónica de los principales acontecimientos en torno a la prestación del servicio en los aspectos regulatorios;

Que expuso que, en el contexto actual la Nación se reserva la jurisdicción para el transporte nacional y distribuciones regionales o troncales (Distros), entendiéndose como tal aquel que abarca más de una provincia. Dentro de tal marco la Nación concesionó los servicios de transporte, excluyéndose las redes de 132 kV de la Provincia de Entre Ríos. La provincia posteriormente concesiona el servicio eléctrico, incluyendo estas redes, como servicio de comercialización y distribución de energía eléctrica;

Que manifestó, que antes de concesionar, el Poder Concedente tomó la decisión de utilizar una determinación de precios medios, desechando un esquema previo de precios de nodo. Este modelo fue establecido en los Contratos de Concesión de EDESA y posteriormente en los de las Cooperativas;

Que ya en el año 2013, expresó, se adecuaron los Contratos de las Cooperativas, al igual que en el 2012 se efectuó con el de EDESA y también figura este esquema de precios medios, aceptado por todas las partes, incluyendo obviamente las Cooperativas;

Que no obstante, yendo a la presentación, la duda que plantea, es como visualiza la continuidad y confiabilidad de servicio a partir del vínculo planteado por la Cooperativa de una sola línea y una estación transformadora, cuando el esquema real presenta muchas líneas y estaciones transformadoras en 132 kV;

Que a modo de respuesta, el consultor Ing. Alejandro Sruoga, se exployó en las diferencias de considerar el servicio prestado como distribución o como transporte;

Que en tal sentido, manifestó que un servicio de distribución los planes de inversión constan de muchas pequeñas inversiones, que se pueden modular y repetirse anualmente. Este ritmo de inversiones puede incrementarse o disminuirse y mostrar sus efectos en la calidad con un atraso importante en el tiempo;

Que expresó que, conceptualmente el transporte es distinto, porque cuando se construye una línea en 132 kV, van a pasar muchos años en que su utilización sea plena y que, cuando haya que sustituirla por obsolescencia o saturación, la configuración de la oferta y la demanda serán distinta;



E.P.R.E.

Ente Provincial Regulador de la Energía

RESOLUCION N° 67 EPRE
EXPTE N° 56/13 EPRE.-

Que el planteo de la Cooperativa, continuó, más allá que la Provincia haya concesionado una función de transporte dentro de un concepto de distribución, lo cual no se objeta, es la metodología de cálculo y el reparto de los costos entre los que ocasionan el costo;

Que puntualizó, por otra parte, que las Distros no necesariamente tienen que ser interprovinciales, recordando como ejemplo a TRANSBA en la Provincia de Buenos Aires;

Que retoma la palabra el Ing. Juan Carlos Cabrera, aclarando que TRANSBA es una Concesión del Estado Nacional, quien se reservó las instalaciones de su jurisdicción que es sobre las que tiene facultades regulatorias. Para el caso de las redes que se están tratando, la situación es diferente y distinta es la decisión regulatoria adoptada por el Poder Concedente Provincial;

Que el Ing. Juan Carlos Cabrera le pregunta al Ing. Sruoga ¿Qué usuarios estarían involucrados bajo el sistema propuesto por la Cooperativa?;

Que responde el Ing. Sruoga que sería el costo de abastecimiento de la Cooperativa, con el criterio de Distro saldría tres veces menos;

Que el Ing. Cabrera repregunta ¿Qué otros usuarios de la provincia tendrían que pagar bajo este esquema?;

Que el Ing. Sruoga responde: que no opina, que se planteó que la Cooperativa pague por los costos que ocasiona. Si hay una decisión de tarifa única la solución es a través de un Fondo Compensador;

Que el Ing. Cabrera señala que esto ya está dicho de alguna manera en la ley y el Decreto Reglamentario con una determinación de esquema tarifario, dado en el proceso de licitación;

Que el Ing. Sruoga responde que no cuestionan la tarifa única, que expresan que dentro del cuadro tarifario hay una cuestión que amerita sea analizada, porque como está ahora consideran que es injusta e irrazonable;

Que el Ing. Cabrera comenta que entiende que el pedido es para la Cooperativa Concordia, con lo cual otras distribuidoras, por ejemplo Cooperativa Victoria estarían pagando bajo el esquema actual;

Que la tarifa final fue definida con un costo de abastecimiento. Si este costo de abastecimiento disminuye ¿cómo prevén trasladar esa disminución al usuario final?;



E.P.R.E.

Ente Provincial Regulador de la Energía

RESOLUCION N° 67 EPRE
EXPTE N° 56/13 EPRE.-

Que el Ing. Sruoga responde que eso es competencia del Regulador quien tiene la potestad tarifaria;

Que el Ing. Cabrera manifiesta que la Cooperativa Concordia pide una disminución en su costo de abastecimiento. En los expedientes no habla de la tarifa a usuario final. Lo que aquí no se menciona es cómo se traslada esta disminución del costo de abastecimiento de la Cooperativa Concordia al usuario;

Que manifiesta el Ing. Sruoga que lo que plantean no es tan simple. Entienden que hay una ley, un Marco Regulatorio, un criterio de cálculo de tarifas que responde a un costo económico, que los costos de un conjunto de usuarios no deben ser soportados por otro conjunto de usuarios, etc. y nuestro planteo de que la tarifa de peaje no es justa ni razonable.

Que finaliza el Ing. Sruoga su exposición, expresando que hoy la tarifa está definida como un costo de abastecimiento más los costos propios de la distribuidora, que no han sido cuestionados en este proceso, con lo cual si el costo de abastecimiento disminuye, la tarifa de usuario final debe tener su repercusión y que al EPRE le corresponderá ver cómo se traslada esta reducción a la tarifa al usuario;

Que a continuación toman la palabra los representantes del Sindicato de Luz y Fuerza de Entre Ríos. Luego de la lectura de un documento, expresaron conceptos sostenidos a través del tiempo como ser la accesibilidad y sustentabilidad del sector eléctrico. Expresaron que no sirve el acceso a un sistema que no ha de sostenerse en el tiempo, ni tampoco un sistema sustentable si la población, tanto los usuarios residenciales como el comerciante y la industria, no pueden pagarlo;

Que expresaron también que reajustar tarifas aparece cuanto menos antipático, y el gremio como institución que forma parte del campo popular, jamás solicitaría aumentos que perjudiquen a los sectores sociales más desprotegidos, pero es responsable también aclarar que se ha instalado un erróneo concepto de que las tarifas de los servicios públicos deben congelarse, aún a costa del seguro deterioro de la calidad del mismo, y un excesivo gasto en subsidios que afronta el Estado;

Que indicaron, que resulta imperioso el debate de las modificaciones de la Ley de Marco Regulatorio en temas como mecanismo de actualización del cuadro tarifario, y el régimen de multas a las Distribuidoras que han quedado desactualizadas;

Que manifestaron también que valoran la necesaria recomposición de los ingresos de las distribuidoras, ya que sin esos recursos no hay servicio sustentable y de calidad;



E.P.R.E.

Ente Provincial Regulador de la Energía

RESOLUCION N° 67 EPRE
EXPTE N° 56/13 EPRE.-

Que asimismo, dejaron planteado como reflexión que hay una generación de trabajadores que se está jubilando y que es necesario ir recomponiendo los planteles, incorporando gente nueva y que el traspaso generacional se vaya haciendo en forma paulatina;

Que seguidamente toman la palabra los representantes de la Asociación de Profesionales Universitarios del Agua y la Energía –APUAYE. Señalaron que, el servicio público de electricidad regulado ha debido hacer frente al crecimiento de la demanda en base a la capacidad remanente en sus instalaciones y en menor medida a través de nuevas inversiones;

Que APUAYE sostiene la necesidad de armonizar la oferta y la demanda de electricidad, mejorando la oferta por medio de mayores inversiones en infraestructura y promoviendo el uso racional de la energía, actualizando periódicamente los niveles tarifarios del servicio de electricidad;

Que destacaron que en Entre Ríos se ha dado un proceso de sucesivas revisiones tarifarias con un mecanismo de actualizaciones previstas en la Ley de Marco Regulatorio, que posibilitó acrecentar en parte las inversiones, reequiparse y compensar parcialmente los retrasos salariales, permitiendo en definitiva la prestación de un servicio seguro y de la calidad requerida por los usuarios, atendiendo también el importante crecimiento de la demanda que se ha ido dando en la provincia;

Que resaltaron también, la importancia de que se mantenga el camino emprendido en cuanto la eliminación progresiva de la precarización de la relación laboral de profesionales que se encuentran ligados a las prestadoras mediante contratos u otras formas alternativas no regulares;

Que a modo de conclusión expresaron que, APUAYE considera conveniente que el EPRE autorice el incremento tarifario que les permita prestar un servicio eficiente, operando de manera económica y prudente, y propiciaron que se considere la actualización salarial del personal dependiente de las Distribuidoras, a fin de lograr con ello un adecuado nivel remunerativo;

Que a continuación expone en representación de la Defensoría del Pueblo de Paraná el Sr. Horacio Gaitan. Luego de legitimar su presentación, resaltó el buen funcionamiento que tuvo en Paraná todo el sistema instalado por la empresa de energía, que funcionó con mínimos inconvenientes frente a la crisis generalizada, debido a los intensos calores del verano;

Que en primer punto, planteó objeciones a la oportunidad de establecer el incremento tarifario relacionado con los últimos sucesos generados a partir de la importante devaluación de la moneda local, lo que generó un aumento



E.P.R.E.

Ente Provincial Regulator de la Energía

RESOLUCION N° 67 EPRE
EXPTE N° 56/13 EPRE.-

generalizado de precios de bienes y servicios, percibiendo esta inconveniencia, al no haberse comenzado aún las negociaciones paritarias;

Que plantea que una segunda cuestión seria la gradualidad, es decir, implementar este incremento en concordancia con las actualizaciones ya previstas en el Contrato;

Que a modo de resumen, la Defensoría opinó que en caso de que se decida autorizar el aumento, se aplique a partir de Mayo de 2014 y de manera gradual, en forma trimestral;

Que a continuación exponen los Defensores de los Usuarios, designados por el EPRE. En primer lugar, toma la palabra el Ingeniero Héctor Rubén Lovera. Expuso estudios desarrollados a partir de la información de las propuestas, resaltando aspectos esenciales de la demanda, evolución de la infraestructura y costos operativos;

Que particularizo los sistemas eléctricos y de la poca inversión en los últimos años en las redes de 132 kV, con una antigüedad que obligaría a pensar en el gradual recambio;

Que similar situación vislumbró con respecto al sistema de subtransmisión en 33 kV, en que también apreció el crecimiento de la obsolescencia;

Que respecto a la distribución, tanto en 13,2 kV como en baja tensión, opinó que la situación no es tan crítica como en los sistemas descriptos anteriormente, razón por la cual las inversiones necesarias habría que orientarlas básicamente en 132 y 33 kV;

Que respecto a los costos de explotación, hizo un análisis de los últimos años y apreció, que salvo el mantenimiento, el resto estaría dentro de los valores normales;

Que en consideración al pedido de incremento tarifario, consideró que es necesario, pero a su vez conveniente que su implementación sea por tramos, de manera que el impacto se vea minimizado en la gente común;

Que continúa con la exposición el Defensor Dr. Alejandro Canavesio. Señaló que para esta Revisión Tarifaria Inicial, los usuarios, a pesar de haberse realizado las publicaciones correspondientes, no se han manifestado, razón por cual efectuó un análisis objetivo a partir de la documentación disponible;

Que manifestó, que debe darse la Revisión Tarifaria Integral, ver el nivel socioeconómico de cada uno de los usuarios para hacer una recategorización justa



E.P.R.E.

Ente Provincial Regulador de la Energía

RESOLUCION N° 67 EPRE
EXPTE N° 56/13 EPRE.-

y equitativa, lograr la conquista que se revelan los conceptos que gravan una factura de energía eléctrica;

Que para el caso de las Cooperativas, sus propuestas parten con la determinación de los ingresos requeridos a partir de los componentes de costos que integran la tarifa, costo operativo más costo de capital; por lo cual utilizan una metodología de reconocimiento de costo de capital, valor nuevo de reposición optimizado, costo operativo, costo de capital de trabajo y costo de abastecimiento;

Que las Distribuidoras expresan que, el Cuadro Tarifario vigente no permite recuperar los costos de explotación del sistema, por lo cual su propuesta se basa en un nuevo esquema de ingresos anuales requeridos por cada cooperativa involucrada, tal que este mismo permita el repago de la base de capital determinada a su valor nuevo de reposición a la tasa de actualización fijada. Este punto de partida de la ecuación, a criterio de la Defensoría, no es el correcto, evidenciando, en la obtención de porcentaje, que a simple vista es elevado en cada una de las Cooperativas;

Que observa, que la realidad de cada Cooperativa es diferente, y expresa que lo que debe realizar el Ente, a criterio de esa Defensoría, es controlar a las Cooperativas en cuanto a que si los costos no le permiten funcionar ponerlo en atención y permitirles asociarse o salirse del mercado, a fin de evitar que los grandes costos sean soportados por los usuarios del servicio;

Que con referencia a la presentación de la Cooperativa Concordia, manifestó que autorizar una tarifa diferencial es ir contra el Decreto N°1.300, Reglamentario de la Ley de Marco Regulatorio, cuestión que está explícitamente prohibido. La Provincia concede la comercialización y distribución, no el transporte, por lo tanto, la propuesta de la Cooperativa Concordia no está contemplada en esta Audiencia Pública, debiendo canalizarse por la vía que corresponda;

Que sobre la propuesta alternativa de ENERSA, la del traslado de usuarios de los mayores ingresos solicitado, sea producido a través de una modificación en el Fondo Especial para Infraestructura y Mantenimiento del Sistema Eléctrico en la Provincia de Entre Ríos, Decreto Provincial N°1.626, o en la creación de un fondo similar bajo la jurisdicción del Ente. Expreso asimismo, que la Defensoría considera que la permanencia de un fondo especial no está contemplada en la ley, por lo que de considerarla el EPRE a esta propuesta viable, debería su implementación o vigencia canalizarse a través del Gobierno de la Provincia de Entre Ríos;

Que cabe aclarar que el EPRE antes de la Audiencia Pública y habiendo analizado el contenido de las propuestas, requirió información complementaria y/o aclaratoria a las siguientes Distribuidoras, a saber: Cooperativa de Consumo de Electricidad y Afines de Gualaguaychú Ltda; Cooperativa de Electricidad y Otros Servicios Públicos La Paz Ltda; La Agrícola Regional Cooperativa Ltda.



E.P.R.E.

Ente Provincial Regulador de la Energía

RESOLUCION N° 67 EPRE
EXPTE N° 56/13 EPRE.-

Agropecuaria de Consumo y Servicios Públicos Ltda.; Cooperativa de Servicios Públicos 25 de Mayo Ltda. ; Cooperativa de Servicios Públicos Gral. San Martín Ltda.; Cooperativa de Servicios Públicos El Tala Ltda.; Cooperativa de Servicios Públicos Gral. Urquiza Ltda., Cooperativa de Provisión de Servicios Públicos San Antonio Ltda.; Cooperativa Victoria de Electrificación Rural Ltda.; Cooperativa de Servicios Públicos La Esperanza Ltda.;

Que al contener las presentaciones de las citadas Distribuidoras el mismo formato, las notas enviadas tuvieron los mismos requerimientos, a saber:

Ingresos: Detalle de los ingresos reales por tarifa y del resto de los ingresos.

Costos Operativos eficientes: Las propuestas asumen como el costo operativo eficiente surge de considerar un promedio de tres Cooperativas pre-existentes, surgió la necesidad de contar con información referente al personal permanente actual, incluyendo cantidad, cargos y costo anual. Asimismo se solicitó el origen y la utilización de los ratios de actividades técnicas y comerciales como así también las participaciones de contratistas técnicos y comerciales.

Cálculo de la WACC: En las propuestas se expresa que las Distribuidoras deben apelar al financiamiento en una proporción promedio que las firmas registran en la actualidad (40% deuda y 60% capital propio). De los balances del año 2010 utilizados en el estudio se percibe que los pasivos no corrientes distan mucho de los porcentajes indicados como usuales por las Cooperativas. Por tal motivo se requirió ajustar la argumentación, como así también utilizar datos reales de la Distribuidora motivo de cada presentación.

Intereses de la deuda: Se solicitó el desarrollo del cálculo que permitiera justificar al valor presentado en la propuesta.

Valor Nuevo de Reposición: Se requirió para todos los casos, el desarrollo del cálculo que justificara los valores insertos en las presentaciones.

Costos de Distribución: En las propuestas se planteaban los incrementos de ingresos requeridos, pero en ningún caso se explicitaban los Costos de Distribución necesarios, según los Procedimientos para el cálculo del Cuadro Tarifario, necesario para arribar a tal objetivo. Por dicho motivo, se requirió complementar la propuesta en tal sentido;



E.P.R.E.

Ente Provincial Regulador de la Energía

RESOLUCION N° 67 EPRE
EXPTE N° 56/13 EPRE.-

Que sólo se recibieron tres (3) respuestas a lo requerido por el EPRE y si bien estas respuestas no cubrieron las solicitudes efectuadas, no permitiéndose la integridad necesaria de las presentaciones, se resumen a continuación las mismas:

Cooperativa de Servicios Públicos Gral. San Martín Ltda.: Con referencia a los ingresos por tarifas y otros ingresos, manifestó que sería enviada a la brevedad, pero en definitiva nunca fue presentado. Sobre la plantilla actual de personal y sus costos, lo presentado coincide con la propuesta original, expresando que los ratios eficientes se corresponden con los utilizados para definir costos de operación en Argentina. Sobre el cálculo de la WACC, considerando la totalidad del pasivo, corriente y no corriente, concluye en una tasa similar a la presentada originalmente. En el mismo sentido, los intereses de la deuda se determinan a partir de una financiación teórica razonable, asumiendo que la cooperativa no está endeudada. Con respecto al cálculo del VNR, complementó la presentación original. Argumentó, asimismo, que en los requerimientos que surgen de la Resolución N° 134/13, no estaba incluido tal requerimiento.

La Agrícola Regional Cooperativa Ltda.: La Cooperativa presentó los ingresos mensuales durante el año 2012 por venta de energía y por tarifa. También adjunto los montos generados por otros ingresos. Con respecto a la plantilla de personal, remitió el detalle y costo anual del mismo. Adjuntó una planilla que explica la determinación del Valor Nuevo de Reposición. Nada expresó en su respuesta acerca de intereses de la deuda ni el costo del capital.

Cooperativa de Electricidad y Otros Servicios Públicos La Paz Ltda.: La Cooperativa presentó los ingresos solicitados discriminados por tarifa y en forma global los otros ingresos. Acerca de los costos operativos, presentó cuantificada la plantilla de personal 2012. Con referencia al cálculo de la WACC, admite que el nivel de endeudamiento es bajo y que las dificultades en acceder al financiamiento es uno de los problemas que enfrentan en general las Cooperativas. Respecto a los intereses de la deuda puntualiza que el método de cálculo es el sistema Alemán. Sobre la valorización del VNR presentó la determinación del mismo. Refiriéndose a la presentación de los Costos de Distribución necesarios, presenta un ingreso VAD propuesto, que no responde a lo solicitado.

Que si bien las presentaciones efectuadas por las Distribuidoras plantean en general temas eminentemente tarifarios, surgen algunas cuestiones que rozan aspectos más propios del Poder Concedente, razón por la cual se efectuó una consulta a la Secretaria de Energía sobre los siguientes temas: a saber:

Empresa de Energía de Entre Ríos-ENERSA:

- Solicita en su presentación de incremento tarifario, gestionar ante la Secretaria de Energía y ante el Poder Ejecutivo Provincial la continuidad de la vigencia del Fondo Especial para Infraestructura y Mantenimiento del Sistema Eléctrico (FElyMSE).
- Manifiesta que la aplicación del FElyMSE se efectúe de manera tal que los usuarios finales de Grandes Demandas y Peaje realicen el mismo aporte. En estos momentos los usuarios de Peaje aportan solo sobre las pérdidas, pudiéndose interpretar como injus-



E.P.R.E.

Ente Provincial Regulador de la Energía

RESOLUCION N° 67 EPRE
EXPTE N° 56/13 EPRE.-

to respecto a las Grandes Demandas, considerando que la utilización del Fondo está focalizada al mejoramiento del sistema.

- Plantea la actualización inflacionaria del FElyMSE de manera prevista en el Contrato de Concesión para los costos de distribución y que la cuestión de fondo es coherente si se piensa que el Fondo es destinado exclusivamente a infraestructura.

Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios Concordia Ltda.: La Cooperativa plantea exclusivamente la reducción de su Tarifa de Peaje en un contexto de cambio de metodología para la determinación de la misma. La propuesta consiste en considerar a los servicios prestados por ENERSA de manera análoga al esquema de una Transportista Regional DISTRO (Jurisdicción nacional) donde no se contempla en la tarifa la expansión del sistema.

Que sobre esta cuestión el EPRE expresó que, al margen de la complejidad en su instrumentación, considera que una tarifa diferencial para la Cooperativa está explícitamente prohibido en el Decreto N° 1300, Reglamentario de la Ley de Marco Regulatorio. En cuanto a una tarifa uniforme en toda la provincia, decisión política adoptada en 1996, se ve puntualmente reflejada en el cambio de los pliegos originales de la licitación internacional de aquellos años, donde la Circular N° 18 modificó el modelo de Contrato de Concesión que contemplaba distintos precios nodales a nivel de 132 kV. Podrían presentarse planteos jurisdiccionales en contra de los intereses provinciales;

Que respecto a un Cuadro Tarifario Único, sobre este punto se mantiene el criterio ya expuesto en la Resolución N° 107/01 EPRE, la que concluyó el proceso de la primer Revisión Tarifaria Quinquenal. Este criterio también fue tomado como válido y utilizado en las posteriores Revisiones Tarifarias;

Que este criterio sostiene básicamente que, frente a las presentaciones de modificación tarifaria, se debe mantener la vigencia de un sistema que garantice a los usuarios acceder al Servicio Público de Electricidad, en condiciones y precios similares, cualquiera sea su ubicación geográfica y la Distribuidora prestadora del mismo;

Que debe recordarse, que desde el primer período tarifario y conforme lo ordenado por el Artículo 79° del Decreto N° 1300/96, se aplicó para todas las Distribuidoras un mismo Cuadro Tarifario, con carácter de Cuadro Tarifario Provincial Único;

Que por tal motivo, corresponde analizar un nuevo Cuadro Tarifario que tendrá el carácter de Cuadro Tarifario Provincial Único, siendo de aplicación para todas las Distribuidoras de jurisdicción provincial;



E.P.R.E.

Ente Provincial Regulador de la Energía

RESOLUCION N° 67 EPRE
EXPTE N° 56/13 EPRE.-

Que a continuación el EPRE efectúa el ANÁLISIS DE LAS PROPUESTAS PRESENTADAS, siendo el marco de referencia, lo establecido en la Resolución EPRE N° 134/2013;

Que respecto a la presentación de la Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios Concordia Ltda., la propuesta consiste en la modificación del procedimiento de cálculo de los cargos por la Función Técnica de Transporte (Peaje), considerando que los servicios prestados por ENERSA a la Cooperativa Concordia se pueden enmarcar en la actividad de transporte regido por la regulación nacional;

Que si bien obra en el informe técnico de la Dirección de Regulación y Control del Servicio Eléctrico, a fs. 1437/1439, opinión sobre esta propuesta, la Dirección Jurídica a fs. 1447 considera que al remitirse el planteo inicial de la Cooperativa Concordia a la Secretaría de Energía por Nota N° 501 en fecha 19 de Diciembre de 2013, el EPRE adoptó el criterio de derivar las actuaciones al Poder Ejecutivo para que el mismo se expida, como Poder Concedente, sobre dicha presentación;

Que al no obtenerse respuesta hasta el día de la fecha, considera que debe elevarse la consulta del tema de fondo a la Fiscalía de Estado de la Provincia a efectos de se obtenga una opinión del Poder Concedente, difiriendo el tratamiento de esta propuesta situación que no altera la resolución del proceso tarifario inicial efectuado en las presentes actuaciones;

Que en cuanto a las presentaciones de las Cooperativas: de Servicios Públicos El Tala Ltda., de Servicios Públicos Gral. San Martín Ltda., de Electricidad y Otros Servicios Públicos La Paz Ltda., de Servicios Públicos 25 de Mayo Ltda., Victoria de Electrificación Rural Ltda., de Provisión de Servicios Públicos San Antonio Ltda., de Consumo de Electricidad y Afines de Gualaguaychú Ltda., de Servicios Públicos Gral. Urquiza Ltda., La Agrícola Regional Cooperativa Ltda. y de Servicios Públicos La Esperanza Ltda., en una consideración general, se detectan innumerables errores en las presentaciones, donde Cuadros y/o conceptos de una Cooperativa son referidos a otra, lo que atenta a la credibilidad de los mismos;

Que previo a la celebración de la Audiencia Pública, el EPRE solicitó información adicional a las distintas Cooperativas que presentaron sus propuestas y tan solo tres respondieron con bajo grado de satisfacción, a saber: Cooperativa San Martín, La Agrícola Regional y Cooperativa La Paz;

Que uno de los puntos de aclaración solicitado, era la participación de contratistas técnicos y comerciales utilizados en la actualidad, ya que en la estructura de costos operativos presentada como eficiente, figura tan solo un 55% efectuado por personal propio, lo que a entender del EPRE no refleja la realidad actual de dichas Distribuidoras. Este punto no fue respondido adecuadamente;



E.P.R.E.

Ente Provincial Regulador de la Energía

RESOLUCION N° 67 EPRE
EXPTE N° 56/13 EPRE.-

Que en el mismo sentido, se solicitaron datos reales sobre el personal permanente actual, el que dista mucho del planteado (para los casos que respondieron) como modelo de eficiente desempeño utilizado en la comparación;

Que otra aclaración formulada por el EPRE, refería al financiamiento en las Distribuidoras tomadas como modelo, cuando manifestaban en sus presentaciones que era el promedio que las empresas registran en la actualidad (40% de deuda y 60% de capital propio), información que no se condice con las lecturas de los balances de las propias Cooperativas. Este punto no fue respondido adecuadamente;

Que en ninguna de las propuestas, fueron presentados los costos de distribución necesarios para determinar el Cuadro Tarifario que permitiera arribar a los incrementos de ingresos pretendidos;

Que durante la Audiencia, el EPRE preguntó sobre algunos de estos aspectos a los representantes de las Cooperativas, quienes admitieron que las presentaciones efectuadas adolecen de importantes errores por motivos de la Consultora, falta de tiempo y trabajo;

Que frente a los elementos expuestos, se considera que los resultados arribados no presentan la suficiente consistencia para ser considerados como válidos, desestimándose por tanto estas presentaciones;

Que respecto a la presentación original base efectuada por ENER-SA, la misma cumple los requisitos establecidos por la Resolución EPRE N° 134/2013. Adicionalmente, por ser la Distribuidora Provincial, contempla todo el espectro de tarifas incluido en el Cuadro Tarifario Provincial, razón por la cual, será la que utilice para el análisis y resolución de la presente Revisión Tarifaria;

Que en cuanto a la alternativa presentada con posterioridad, mediante Nota GG N° 001/14, la misma no encuentra sustento en los términos del Capítulo VII, de la Ley de Marco Regulatorio;

Que por este motivo y tal como se expresara en Nota N° 137/13 EPRE, otorgar la viabilidad de la creación de un cargo fijo para obras de mantenimiento e infraestructura excede las atribuciones del EPRE, conferidas por la Ley de Marco Regulatorio, quedando reservada a la consideración del Poder Concedente;

Que como marco de referencia del análisis, se resumen a continuación las principales consideraciones contempladas en la Resolución EPRE N° 134/13, a saber:



E.P.R.E.

Ente Provincial Regulator de la Energía

RESOLUCION N° 67 EPRE
EXPTE N° 56/13 EPRE.-

- Los tiempos establecidos en los Contratos de Concesión para la primera revisión, no permiten el cumplimiento del plazo previsto a la finalización de los periodos tarifarios normales, en cuanto a la presentación de propuestas de las Distribuidoras;
- Dado que en el reducido tiempo previsto, no resulta posible llevar adelante varios de los estudios necesarios propios de una revisión integral, como ser: Campaña de Medición, Caracterización de Usuarios, Optimización Técnico - Económica del

Sistema Eléctrico Modelo, Calculo de Pérdidas Estándar, Optimización de los Costos de Operación y Mantenimiento, determinación de Categorías Tarifarias y Asignación de Costos, Estudios de Viabilidad, etc., debe plantearse una Revisión Inicial reducida y de análisis mínimos;

- Para esta oportunidad se establece como lineamientos mínimos de las presentaciones lo siguiente: Análisis de la Situación Técnica, Económica y Financiera de Distribuidora, Evolución y proyecciones del Mercado Eléctrico, Análisis presente y futuro de las Redes Eléctricas, Análisis Evolutivo de los Costos de Operación y Mantenimiento, y Estudio Financiero Exhaustivo de Corto y Mediano Plazo.

Que considerando entonces, que se trata de una Revisión Tarifaria Inicial reducida y de análisis mínimos, resulta necesario plantear un método de análisis congruente con tal situación;

Que con el fin de ver la razonabilidad de la solicitud de la modificación tarifaria propuesta por ENERSA, se precisa partir de la última definición de tarifa justa y razonable que este Ente determinara en la Revisión Tarifaria resuelta en el mes de Mayo de 2010, mediante Resolución N° 82/10 EPRE;

Que en dicha Revisión, una vez resuelta la misma, se elevó al Poder Concedente las solicitudes de las Distribuidoras, con opinión favorable de este Ente respecto de un mecanismo de ajuste automático de Tarifas;

Que este mecanismo fue implementado por el poder Concedente a partir de la firma del Contrato de Concesión con ENERSA, utilizando la evolución de índices oficiales INDEC;

Que tal mecanismo, vigente hoy en los Contratos de Concesión de todas las Distribuidoras, se toma entonces como elemento válido para la determinación de la razonabilidad del incremento solicitado por ENERSA;



E.P.R.E.

Ente Provincial Regulador de la Energía

RESOLUCION N° 67 EPRE
EXPTE N° 56/13 EPRE.-

Que el análisis se efectúa, comparando la evolución entre el período base de la última Revisión Tarifaria resuelta por el EPRE en Agosto 200, y el período base de la presentación que se trata aquí, Agosto 2013, de los siguientes elementos:

- a) Formula polinómica establecida en los Contratos de Concesión:
El cuadro que a continuación se muestra refleja la evolución.

		INDICE de SALARIOS Nivel General	Productos Manufacturados Nac. (IPIM D Nacional)	NACIONAL - 31 Máquinas y aparatos eléctricos
		ICS	IPIM_N_D	IPIM_N_31
		Mano de O	Mat Nac	Mat Elec
Alfa		62,0%	26,0%	12,0%
Mes "0"	ago-09	54,23	365,38	459,59
MES CALCULO m-3	ago-13	136,47	604,27	726,62
	Variación	2,52	1,65	1,58

Total Variación	118%
----------------------------	-------------

- b) Comparación entre los costos de Distribución fijados por el EPRE en la última Revisión Tarifaria resuelta y los propuestos por ENERSA en esta oportunidad: Como todos los costos de Distribución se ha movido en iguales porcentajes se utiliza solo uno de ellos, y la variación puede apreciarse en el cuadro siguiente:

Costo de Distribución analizado	CDFR1
Valor aprobado por EPRE base Ago/09	4,38



E.P.R.E.

Ente Provincial Regulador de la Energía

RESOLUCION N° 67 EPRE
EXPTE N° 56/13 EPRE.-

Valor propuesto por ENERSA base Set/13	9,65
Variación Total	120%

Que del análisis efectuado por este Ente Provincial Regulador de la Energía, surge que, la petición de incremento presentada por ENERSA, se encuentra dentro del margen de razonabilidad medido con la formula polinómica de ajuste de tarifa incluida en los Contratos de Concesión, resultando de tal forma aceptable para recomponer los valores tarifarios a los valores fijados oportunamente por el EPRE como justos y razonables, actualizados por índices oficiales;

Que considerando que la propuesta de ENERSA es razonable y manteniendo el Fondo FEIyMSE según las condiciones actuales, el impacto tarifario resultante es el siguiente:

T1- USO RESIDENCIAL	21,2%
T1- RURAL	23,5%
T1- RURAL AP	23,3%
T1- RURAL GENERAL	23,0%
T1- USO GENERAL	22,2%
T2- MEDIANAS DEMANDAS	25,8%
T3- GRANDES DEMANDAS	15,4%
Con Potencias Igual o Mayor a 300 kW	11,4%
Con Potencias Menores a 300 kW	20,2%
T4- ALUMB. PUBLICO	21,4%
T5- OTROS DIST. PROVINCIALES	11,6%
 TARIFA MEDIA VENTA GLOBAL	 19,5%
 TARIFA PEAJES Cooperativas	 26,2%
TARIFA PEAJES Grandes Clientes	24,8%
 TARIFA MEDIA VENTA GLOBAL CON PEAJE	 19,8%



E.P.R.E.

Ente Provincial Regulador de la Energía

RESOLUCION N° 67 EPRE
EXPTE N° 56/13 EPRE.-

Que los Procedimientos para la Determinación del Cuadro Tarifario se mantienen en los mismos términos del Decreto N° 734/12, que establece el Contrato de Concesión de ENERSA;

Que referidos a dicha norma, los Cuadros Tarifarios que se calculen se efectuarán utilizando los siguientes parámetros:

B.1) PEQUEÑAS DEMANDAS - USO RESIDENCIAL (Tarifa 1-R)

CDFR1 = 9,6500 \$/mes

Para los primeros 100 kWh/mes: **CDVR1 = 0,1549 \$/kWh**

Para los siguientes 100 kWh/mes: **CDVR2 = 0,2820 \$/kWh**

Para los siguientes 100 kWh/mes: **CDVR3 = 0,6465 \$/kWh**

Para el excedente de 300 kWh/mes: **CDVR4 = 0,7049 \$/kWh**

B.2.1) PEQUEÑAS DEMANDAS - RURAL RESIDENCIAL

CDFRR = 28,7100 \$/mes

Para los primeros 150 kWh/mes: **CDVRR1 = 0,1915 \$/kWh**

Para los siguientes 150 kWh/mes: **CDVRR2 = 0,7340 \$/kWh**

Para el excedente de 300 kWh/mes: **CDVRR3 = 0,9148 \$/kWh**

B.2.2) PEQUEÑAS DEMANDAS - RURAL GENERAL

CDFRR = 28,7100 \$/mes

Para los primeros 150 kWh/mes: **CDVRR1 = 0,1915 \$/kWh**

Para los siguientes 150 kWh/mes: **CDVRR2 = 0,7340 \$/kWh**

Para el excedente de 300 kWh/mes: **CDVRG3 = 0,7320 \$/kWh**

B.3) PEQUEÑAS DEMANDAS - USO GENERAL (Tarifa 1-G)

CDFG = 14,5700 \$/mes

Para los primeros 125 kWh/mes: **CDVG1 = 0,3053 \$/kWh**

Para los siguientes 225 kWh/mes: **CDVG2 = 0,5148 \$/kWh**

Para el excedente de 350 kWh/mes: **CDVG3 = 0,6495 \$/kWh**

B.4) MEDIANAS DEMANDAS (Tarifa 2)

CDFMD = 25,7176 \$/kW-mes

CDVMD = 0,3201 \$/kWh

B.5) GRANDES DEMANDAS - VINCULACION INFERIOR EN BAJA TENSION (Tarifa 3 VI-BT)

CCGVIB = 618,0200 \$/mes

CDFGB = 87,8431 \$/kW-mes

B.6) GRANDES DEMANDAS - VINCULACION INFERIOR EN MEDIA TENSION (Tarifa 3 - VI-MT)

CCGVIM = 1561,3300 \$/mes



E.P.R.E.

Ente Provincial Regulador de la Energía

RESOLUCION N° 67 EPRE
EXPTE N° 56/13 EPRE.-

CDFGM = 57,5311 \$/kW-mes

B.7) GRANDES DEMANDAS – VINCULACION INFERIOR EN ALTA TENSION (Tarifa 3 - VI-AT)

CCGVIA = 2276,9400 \$/mes

CDFGA = 31,2082 \$/kW-mes

B.8) GRANDES DEMANDAS - VINCULACION SUPERIOR (Tarifa 3 - VS)

CCGVS = 2.602,2000 \$/mes

CFVSOM = 2,9720 \$/kW-mes

CFVSEX = 6,5416 \$/kW-mes

B.9) ALUMBRADO PUBLICO (Tarifa 4-AP)

CDA = 0,4273 \$/kWh

B.10) OTROS DISTRIBUIDORES PROVINCIALES - VINCULACION INFERIOR EN BAJA TENSION (Tarifa 5 VI-BT)

CCODVIB = 618,0200 \$/mes para clientes con potencias registradas iguales o superiores a 50 kW.

= 95,1800 \$/mes para clientes con potencias registradas inferiores a 50 kW.

CDFODB = 87,8431 \$/kW-mes

B.11) OTROS DISTRIBUIDORES PROVINCIALES - VINCULACION INFERIOR EN MEDIA TENSION (Tarifa 5 - VI-MT)

CCODVIM = 1561,3300 \$/mes

CDFODM = 57,5311 \$/kW-mes

B.12) OTROS DISTRIBUIDORES PROVINCIALES - VINCULACION INFERIOR EN ALTA TENSION (Tarifa 5 - VI-AT)

CCODVIA = 2.276,9400 \$/mes

CDFODA = 31,2082 \$/kW-mes

B.13) OTROS DISTRIBUIDORES PROVINCIALES - VINCULACION SUPERIOR (Tarifa 5 - VS)

CCODVS = 2.602,2000 \$/mes

CFVSOM = 2,9720 \$/kW-mes

CFVSEX = 6,5416 \$/kW-mes

B.14) TARIFA DE SERVICIOS DE PEAJE - VINCULACION INFERIOR EN BAJA TENSION

CCSPVIB = 618,0200 \$/mes

CDFSPB = 87,8431 \$/kW-mes

B.15) TARIFA DE SERVICIOS DE PEAJE - VINCULACION INFERIOR EN



E.P.R.E.

Ente Provincial Regulador de la Energía

RESOLUCION N° 67 EPRE
EXPTE N° 56/13 EPRE.-

MEDIA TENSION

CCSPVIM = 1.561,3300 \$/mes

CDFSPM = 57,5311 \$/kW-mes

B.16) TARIFA DE SERVICIOS DE PEAJE - VINCULACION INFERIOR EN ALTA TENSION

CCSPVIA = 2.276,9400 \$/mes

CDFSPA = 31,2082 \$/kW-mes

B.17) TARIFA DE SERVICIOS DE PEAJE - VINCULACION SUPERIOR

CCSPVS = 2.602,2000 \$/mes

CFVSOM = 2,9720 \$/kW-mes

CFVSEX = 6,5416 \$/kW-mes

B.18) TARIFA DE SERVICIOS DE PEAJE POR LA PRESTACIÓN DE LA FUNCIÓN TÉCNICA DE TRANSPORTE MEDIANTE LA UTILIZACIÓN DE INSTALACIONES CORRESPONDIENTES SOLO A BAJA TENSIÓN

CCSPVIB = 618.0200 \$/mes

CDFSPB = 87,8431 \$/kW-mes

CDFSPM = 57,5311 \$/kW-mes

B.19) TARIFA DE SERVICIOS DE PEAJE POR LA PRESTACIÓN DE LA FUNCIÓN TÉCNICA DE TRANSPORTE MEDIANTE LA UTILIZACIÓN DE INSTALACIONES CORRESPONDIENTES SOLO A VINCULACIÓN INFERIOR EN MEDIA TENSIÓN

CCSPVIM = 1.561,3300 \$/mes

CDFSPM = 57,5311 \$/kW-mes

CDFSPA = 31,2082 \$/kW-mes

B.20) TARIFA DE SERVICIOS DE PEAJE POR LA PRESTACIÓN DE LA FUNCIÓN TÉCNICA DE TRANSPORTE MEDIANTE LA UTILIZACIÓN DE INSTALACIONES CORRESPONDIENTES SOLO A VINCULACIÓN INFERIOR EN ALTA TENSIÓN

CCSPVIA = 2.276,9400 \$/mes

CDFSPA = 31,2082 \$/kW-mes

CFVSOM = 2,9720 \$/kW-mes

CFVSEX = 6,5416 \$/kW-mes

TASAS DE CONEXIÓN, COLOCACIÓN DE MEDIDOR, REHABILITACIÓN, ENVÍO DE AVISOS DE SUSPENSIÓN Y GASTOS DE VERIFICACIÓN

Colocación de Medidor

\$ 239,00



E.P.R.E.

Ente Provincial Regulador de la Energía

RESOLUCION N° 67 EPRE
EXPTE N° 56/13 EPRE.-

Conexiones

Conexión aérea básica	\$ 456,00
Conexión aérea rural básica	\$ 554,00
Conexión aérea especial	\$ 1.290,00
Conexión aérea rural especial	\$ 1.396,00
Conexión subterránea básica	\$ 361,00
Conexión subterránea especial	\$ 1.223,00

Rehabilitación del Servicio

Tarifa 1 - Uso Residencial y Rural	\$ 167,00
Tarifa 1 - Uso General, Uso Rural General y Tarifa 4	\$ 167,00
Tarifa 2, 3 Y 5	\$ 393,00
Envío aviso de suspensión	\$ 9,80
Gastos de verificación	\$ 76,00
Emisión de duplicado de factura	\$ 2,80

Que no obstante todo lo expuesto, por Resolución EPRE N° 24 de fecha 13 de Marzo de 2014 este Organismo resolvió suspender los plazos administrativos para el dictado de la Resolución definitiva de la Revisión Tarifaria Inicial para el Periodo 2014- 2016, debido a la especificidad de las presentaciones y a los planteamientos de política energética a nivel Nación – Provincia;

Que en fecha 10 de Abril de 2014 entre el Gobierno Nacional y el Gobierno Provincial firmaron un Acuerdo Marco “Programa de Convergencia de Tarifas Eléctricas y Reafirmación del Federalismo Eléctrico en la República Argentina –fs. 1392 a 1400-, como asimismo se firmó entre el Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, representado por la Secretaria de Energía de la Nación, este EPRE y las Distribuidoras Eléctricas de jurisdicción Provincial un “Convenio Instrumental para Obras de Distribución Eléctrica en la Provincia de Entre Ríos”, en el marco del Programa mencionado –fs. 1401 a 1410- por los cuales la Provincia de Entre Ríos se compromete por un plazo de 365 días, a partir del 1° de Enero de 2014 a retrotraer y a mantener sin modificaciones los Cuadros Tarifarios vigentes al 31 de Diciembre de 2013, con un conjunto de consideraciones sobre Valor Agregado de Distribución de Referencia y acciones respecto a usuarios, necesarias para la convergencia tarifaria y pautas para la reafirmación del Federalismo Eléctrico;

Que atento a los Principios de Política General, establecidos en el Artículo 2° de la Ley N° 8916 cuyo cumplimiento le fue delegado al EPRE en virtud del Artículo 46° de la citada norma legal, a las facultades de la intervención establecidas por el Artículo 48° y a las potestades y autonomía de las voluntades de las Distribuidoras Eléctricas de jurisdicción Provincial como actores reconocidos por el Artículo 4° de la citada Ley, a quienes el Poder Ejecutivo Provincial les ha otorgado la Concesión del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica, se firma y se presta la conformidad con el Convenio Instrumental para Obras de Distribución Eléctrica (fs.1401 a 1410);



E.P.R.E.

Ente Provincial Regulador de la Energía

RESOLUCION N° 67 EPRE
EXPTE N° 56/13 EPRE.-

Que considerando asimismo el Artículo 1° de la Constitución Provincial que establece: “La Provincia de Entre Ríos, como parte integrante de la Nación Argentina, organiza su gobierno bajo la forma republicana, representativa, como lo establece esta Constitución y en el ejercicio de su soberanía no reconoce más limitación que la Constitución Federal que ha jurado obedecer y las leyes y disposiciones que en su conformidad se dicten.”;

Que igual consideración cabe para los principios consagrados en los Artículos 5°, 30°, 75° y 175° de la Ley Fundamental Provincial;

Que dentro del marco legal antes mencionado y las situaciones de hecho mencionadas, resulta legalmente procedente diferir la aplicación de la tarifa inicial 2014 – 2016 que se resuelve en el presente procedimiento, hasta el cese de la vigencia de los Acuerdos y Convenios antes citados;

Que a fs. 1412 a 1445 y 1446 a 1448 se han producido los correspondientes informes técnico y legal, respectivamente;

Que el Ente Provincial Regulador de la Energía está facultado para el dictado de la presente, en virtud de lo dispuesto en los Artículos 36°, 37°, 48 inc. b) y 56° inc. g) de la Ley N° 8916;

Que por Decreto N° 4729/13 se ha designado Interventor con las facultades y atribuciones exclusivas del Directorio, por ello;

LA INTERVENCION DEL EPRE
R E S U E L V E :

ARTICULO 1°: Aprobar los Parámetros a utilizar en los Procedimientos para la Determinación del Cuadro Tarifario, definidos en el Anexo I de la presente, con valores establecidos al mes de Noviembre de 2013 como fecha base.

ARTICULO 2°: Diferir la aplicación de la Tarifa Inicial 2014 – 2016 hasta el cese de la vigencia del Acuerdo Marco “Programa de Convergencia de Tarifas Eléctricas y Reafirmación del Federalismo Eléctrico en la República Argentina y del Convenio Instrumental para Obras de Distribución Eléctrica en la Provincia de Entre Ríos”, en el marco de dicho Programa, firmados entre la Nación – Provincia y entre el Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, representado por la Secretaria de Energía de la Nación, este EPRE y las Distribuidoras Eléctricas de jurisdicción Provincial, respectivamente, por los motivos expuestos en los considerandos de la presente Resolución.



E.P.R.E.

Ente Provincial Regulador de la Energía

RESOLUCION N° 67 EPRE
EXPTE N° 56/13 EPRE.-

ARTICULO 3°: Disponer que todos los planteos realizados por las Distribuidoras Eléctricas y demás partes de la Audiencia que exceden el objeto de la misma, serán trasladados a los Organismos pertinentes para su conocimiento y consideración.

ARTICULO 4°: Registrar, Notificar, publicar en el Boletín Oficial, en la Página Web del EPRE y archivar.

DR. MARCOS RODRÍGUEZ ALLENDE
INTERVENTOR EPRE

ANEXO I

PARÁMETROS A UTILIZAR EN LOS PROCEDIMIENTOS PARA LA DETERMINACIÓN DEL CUADRO TARIFARIO. VALORES ESTABLECIDOS AL MES DE NOVIEMBRE DE 2013 COMO FECHA BASE.

B.1) PEQUEÑAS DEMANDAS - USO RESIDENCIAL (Tarifa 1-R)

CDFR1 = 9,6500 \$/mes

Para los primeros 100 kWh/mes: **CDVR1 = 0,1549 \$/kWh**

Para los siguientes 100 kWh/mes: **CDVR2 = 0,2820 \$/kWh**

Para los siguientes 100 kWh/mes: **CDVR3 = 0,6465 \$/kWh**

Para el excedente de 300 kWh/mes: **CDVR4 = 0,7049 \$/kWh**

B.2.1) PEQUEÑAS DEMANDAS - RURAL RESIDENCIAL

CDFRR = 28,7100 \$/mes

Para los primeros 150 kWh/mes: **CDVRR1 = 0,1915 \$/kWh**

Para los siguientes 150 kWh/mes: **CDVRR2 = 0,7340 \$/kWh**

Para el excedente de 300 kWh/mes: **CDVRR3 = 0,9148 \$/kWh**

B.2.2) PEQUEÑAS DEMANDAS - RURAL GENERAL

CDFRR = 28,7100 \$/mes

Para los primeros 150 kWh/mes: **CDVRR1 = 0,1915 \$/kWh**

Para los siguientes 150 kWh/mes: **CDVRR2 = 0,7340 \$/kWh**

Para el excedente de 300 kWh/mes: **CDVRG3 = 0,7320 \$/kWh**



E.P.R.E.

Ente Provincial Regulador de la Energía

RESOLUCION N° 67 EPRE
EXPTE N° 56/13 EPRE.-

B.3) PEQUEÑAS DEMANDAS - USO GENERAL (Tarifa 1-G)

CDFG = 14,5700 \$/mes

Para los primeros 125 kWh/mes: **CDVG1 = 0,3053 \$/kWh**

Para los siguientes 225 kWh/mes: **CDVG2 = 0,5148 \$/kWh**

Para el excedente de 350 kWh/mes: **CDVG3 = 0,6495 \$/kWh**

B.4) MEDIANAS DEMANDAS (Tarifa 2)

CDFMD = 25,7176 \$/kW-mes

CDVMD = 0,3201 \$/kWh

B.5) GRANDES DEMANDAS - VINCULACION INFERIOR EN BAJA TENSION (Tarifa 3 VI-BT)

CCGVIB = 618,0200 \$/mes

CDFGB = 87,8431 \$/kW-mes

B.6) GRANDES DEMANDAS - VINCULACION INFERIOR EN MEDIA TENSION (Tarifa 3 - VI-MT)

CCGVIM = 1561,3300 \$/mes

CDFGM = 57,5311 \$/kW-mes

B.7) GRANDES DEMANDAS - VINCULACION INFERIOR EN ALTA TENSION (Tarifa 3 - VI-AT)

CCGVIA = 2276,9400 \$/mes

CDFGA = 31,2082 \$/kW-mes

B.8) GRANDES DEMANDAS - VINCULACION SUPERIOR (Tarifa 3 - VS)

CCGVS = 2.602,2000 \$/mes

CFVSOM = 2,9720 \$/kW-mes

CFVSEX = 6,5416 \$/kW-mes

B.9) ALUMBRADO PUBLICO (Tarifa 4-AP)

CDA = 0,4273 \$/kWh

B.10) OTROS DISTRIBUIDORES PROVINCIALES - VINCULACION INFERIOR EN BAJA TENSION (Tarifa 5 VI-BT)

CCODVIB = 618,0200 \$/mes para clientes con potencias registradas iguales o superiores a 50 kW.

= 95,1800 \$/mes para clientes con potencias registradas inferiores a 50 kW.

CDFODB = 87,8431 \$/kW-mes

B.11) OTROS DISTRIBUIDORES PROVINCIALES - VINCULACION



E.P.R.E.

Ente Provincial Regulador de la Energía

RESOLUCION N° 67 EPRE
EXPTE N° 56/13 EPRE.-

INFERIOR EN MEDIA TENSION (Tarifa 5 - VI-MT)

CCODVIM = 1561,3300 \$/mes

CDFODM = 57,5311 \$/kW-mes

B.12) OTROS DISTRIBUIDORES PROVINCIALES - VINCULACION INFERIOR EN ALTA TENSION (Tarifa 5 - VI-AT)

CCODVIA = 2.276,9400 \$/mes

CDFODA = 31,2082 \$/kW-mes

B.13) OTROS DISTRIBUIDORES PROVINCIALES - VINCULACION SUPERIOR (Tarifa 5 - VS)

CCODVS = 2.602,2000 \$/mes

CFVSOM = 2,9720 \$/kW-mes

CFVSEX = 6,5416 \$/kW-mes

B.14) TARIFA DE SERVICIOS DE PEAJE - VINCULACION INFERIOR EN BAJA TENSION

CCSPVIB = 618,0200 \$/mes

CDFSPB = 87,8431 \$/kW-mes

B.15) TARIFA DE SERVICIOS DE PEAJE - VINCULACION INFERIOR EN MEDIA TENSION

CCSPVIM = 1.561,3300 \$/mes

CDFSPM = 57,5311 \$/kW-mes

B.16) TARIFA DE SERVICIOS DE PEAJE - VINCULACION INFERIOR EN ALTA TENSION

CCSPVIA = 2.276,9400 \$/mes

CDFSPA = 31,2082 \$/kW-mes

B.17) TARIFA DE SERVICIOS DE PEAJE - VINCULACION SUPERIOR

CCSPVS = 2.602,2000 \$/mes

CFVSOM = 2,9720 \$/kW-mes

CFVSEX = 6,5416 \$/kW-mes

B.18) TARIFA DE SERVICIOS DE PEAJE POR LA PRESTACIÓN DE LA FUNCIÓN TÉCNICA DE TRANSPORTE MEDIANTE LA UTILIZACIÓN DE INSTALACIONES CORRESPONDIENTES SOLO A BAJA TENSIÓN

CCSPVIB = 618.0200 \$/mes

CDFSPB = 87,8431 \$/kW-mes

CDFSPM = 57,5311 \$/kW-mes

B.19) TARIFA DE SERVICIOS DE PEAJE POR LA PRESTACIÓN DE



E.P.R.E.

Ente Provincial Regulador de la Energía

RESOLUCION N° 67 EPRE
EXPTE N° 56/13 EPRE.-

LA FUNCIÓN TÉCNICA DE TRANSPORTE MEDIANTE LA UTILIZACIÓN DE INSTALACIONES CORRESPONDIENTES SOLO A VINCULACIÓN INFERIOR EN MEDIA TENSIÓN

CCSPVIM = 1.561,3300 \$/mes

CDFSPM = 57,5311 \$/kW-mes

CDFSPA = 31,2082 \$/kW-mes

B.20) TARIFA DE SERVICIOS DE PEAJE POR LA PRESTACIÓN DE LA FUNCIÓN TÉCNICA DE TRANSPORTE MEDIANTE LA UTILIZACIÓN DE INSTALACIONES CORRESPONDIENTES SOLO A VINCULACIÓN INFERIOR EN ALTA TENSIÓN

CCSPVIA = 2.276,9400 \$/mes

CDFSPA = 31,2082 \$/kW-mes

CFVSOM = 2,9720 \$/kW-mes

CFVSEX = 6,5416 \$/kW-mes