



**UBA**  
Universidad de Buenos Aires



**CEARE**

CENTRO DE ESTUDIOS DE LA ACTIVIDAD REGULATORIA ENERGÉTICA

# Evaluación de desempeño de la concesionaria EDET durante el primer período de gestión

- Informe Final -

Mayo 2016



Facultad de  
Ciencias Económicas



Facultad  
de Ingeniería



Facultad  
de Derecho



**ENARGAS**  
ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS



## **EQUIPO PROFESIONAL**

En la realización de este estudio “Evaluación de Desempeño de la Concesionaria EDET durante el Primer Periodo de Gestión”, ha intervenido el siguiente equipo de profesionales:

Director	Lic. Fernando Ezequiel Abadie
Responsable Aspectos Técnicos	Ing. Pedro Rosenfeld
Colaborador Aspectos Técnicos	Ing. Gerardo Vinson
Responsable Aspectos Legales	Dra. Mirta Gariglio
Colaboradora Aspectos Legales	Dra. Adriana Katurchi
Responsable Aspectos Económicos y Tarifarios	Lic. Eduardo N. Lerner

## **RESUMEN EJECUTIVO**

La Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A. EDET – en el marco del Convenio de Cooperación celebrado con el Centro de Estudios de la Actividad Regulatoria Energética de la Universidad de Buenos Aires - ha solicitado la asistencia de este Centro a fin de ejecutar una evaluación independiente del desempeño de la Concesionaria durante el primer Período de Gestión, que abarca los veinte años transcurridos desde la privatización. El período de estudio se inicia en agosto de 1995, en correspondencia con la firma del Contrato de Concesión y toma de posesión.

Dentro de ese período de veinte años es posible identificar, a grandes rasgos, tres etapas diferentes, cuyas características distintivas se asocian a la evolución de las condiciones macroeconómicas de nuestro país, y a las soluciones de política regulatoria que se han venido adoptando para encauzar el desarrollo del servicio público en el marco de dichas condiciones.

La primera de esas etapas se inicia con la firma del Contrato de Concesión y llega hasta el año 2001. El rasgo dominante es sin duda la vigencia de las condiciones macroeconómicas de origen, en particular en lo referido a la estabilidad monetaria y el régimen de convertibilidad

La segunda etapa se inicia con la gran crisis de fines de 2001, que puso fin al sistema monetario y cambiario vigente desde 1991, alteró sustancialmente el régimen de transacciones y contratos económicos y financieros, y agravó profundamente la situación recesiva, configurando la que probablemente fue la más grave crisis económica sufrida por el país. Este cuadro impactó especialmente en el régimen de concesiones de servicios públicos y transcurrieron varios años hasta que fue posible reencauzar y paulatinamente normalizar las concesiones de servicio público.

La tercera etapa comienza, puede afirmarse, con la renegociación concretada en la Carta de Entendimiento de 2005 y el Acta de Renegociación Integral de 2006, y se caracteriza por la aplicación de ciertos cambios regulatorios y la recuperación del régimen de Revisiones Tarifarias periódicas, culminando ahora con la finalización del Primer Período de Gestión contractual, y el cumplimiento de los pasos legales previstos para dicha instancia en el Marco Regulatorio.

## **ASPECTOS LEGALES**

Del análisis de la documentación que dio estructura legal a la Concesión de la Empresa EDETS.A. surge como primera etapa, que la misma se encuadra en el Marco regulatorio eléctrico leyes 6423 y 6408, que rige el contrato de concesión, otorgándole a la empresa de EDET S.A. en forma exclusiva, la prestación del servicio público de

distribución y comercialización de energía eléctrica en todo el territorio de la provincia de Tucumán. Como parte de las obligaciones asumidas por EDET S.A., se comprometió a realizar un plan obligatorio de inversiones (Transporte y Distribución) con Tarifas en pesos, características estas últimas que la diferenciaron de las concesiones otorgadas a nivel Nacional. Regula en sus Anexos el Régimen Tarifario y los procedimientos para ajustarlo mediante una fórmula polinómica, cuando la variación de un índice superara el +/- 5% y mediante el procedimiento de Audiencia Pública. Se preveía que el *Pass Through* como el VAD, se actualizarían con igual procedimiento. La Calidad de Servicio era evolutiva, hasta concluir en medición a clientes finales. La Obligación de Suministro era satisfacer toda demanda atendiendo todo nuevo requerimiento de conformidad al régimen de extensión de redes previsto, y adoptar todas las medidas necesarias a los fines de asegurar la provisión y disponibilidad de energía eléctrica en la provincia.

En la segunda etapa a principios del año 2002, con la Ley de Emergencia Económica Nacional (Ley N°25.561), a la que adhirió la Provincia de Tucumán mediante Ley N° 7.195, se suspendió la plena vigencia del Contrato de Concesión y se dispuso la renegociación del mismo. Se firmó una Carta de Entendimiento y Addenda a la misma en julio y agosto del 2005, a los efectos de: (i) definir un régimen tarifario de transición; (ii) fijar las pautas para la celebración del Acta de Renegociación Integral del Contrato de Concesión y (iii) establecer las condiciones jurídicas, económico-financieras y técnicas de la prestación del servicio durante el plazo de vigencia establecido en el mismo. En los referidos acuerdos se previó, además, un Plan Obligatorio de Inversiones Mínimas de Emergencia (POIME) y la aplicación de un régimen de prestación de calidad de servicio específico.

La tercera etapa comienza en el 2006 con el Acta de Renegociación Integral (ARI), suscripta entre la Provincia, EDET S.A. y NORELEC S.A., la que tienen por objeto establecer las condiciones jurídicas, económico-financieras y técnicas de la prestación del servicio que posibiliten la normalización de las condiciones contractuales de la concesión suspendidas. En fecha 12/07/2007 la Legislatura de Tucumán sancionó la Ley N°7892 aprobando el ARI y modificando parcialmente la Ley N°6.608. La Ley 6.608 y el Contrato de Concesión establecieron un Periodo Tarifario inicial de 10 años y posteriores de 5 años. Con la suscripción del ARI se concretó la Primera Revisión Tarifaria Integral, con vigencia desde Noviembre de 2007 hasta Octubre de 2011 (Resolución EPRET N°17/08). El proceso de RTI concluyó con la sanción de la Resolución ERSEPT N° 139/2013 previa realización del procedimiento de audiencia pública (15/07/2013) determinándose la finalización del proceso para el período 2011-2016.

Esta Concesión se fue desarrollando en toda su vigencia conforme a derecho, respetando la normativa vigente en cada periodo, la que se fue modificando de acuerdo a las características económicas, sociales y políticas del país, lo que repercutía en la Provincia de Tucumán y en el desempeño de la empresa. Resulta destacable que todos los procesos fueron concluyendo con negociaciones bajo los mecanismos

establecidos por el EPRET, y se consolidaron a través de leyes aprobadas por la Legislatura provincial.

## **EVALUACION DE LA GESTION TECNICA**

La composición de la demanda de EDET es dominante residencial, con demanda máxima en punta, lo que se refleja en el tiempo de utilización obtenido. Asimismo, la mayor parte de la energía se distribuye a nivel de Baja Tensión.

El factor de crecimiento de la demanda máxima estaría indicando un crecimiento algo insuficiente de las redes de MT y BT, y un incremento levemente menor de la potencia instalada en SET.

En la demanda máxima se destacan crecimientos interanuales relevantes en 2011 y 2013, que estarían evidenciando una modificación del hábito de consumo, presumiblemente asociada a mayores exigencias climáticas y la consecuente propensión al uso de aire acondicionado favorecido por las tarifas relativamente bajas.

La cantidad de clientes creció, en promedio, más de un 3% anual. Este crecimiento ha sido menor que el de energía y potencia, evidenciando un aumento del consumo de energía promedio por usuario del 38%.

**Las pérdidas resultantes de los valores de energía ingresada y facturada son 9,05%, valor muy adecuado considerando las características de la clientela abastecida, la escasa participación de la demanda en MT, y las redes de distribución preponderantemente aéreas. Implica un nivel de pérdidas no técnicas de un 1 %, asumiendo un nivel de pérdidas en las redes de MT, transformación MT /BT, redes de BT y acometidas y medición, de un 8%, según los análisis realizados.**

La tasa de averías en líneas y cables excede algo los niveles óptimos esperables, no obstante lo cual, se encuentra dentro de las mejores performances a nivel país.

Si bien hubo falta de información para evaluar si las actividades de mantenimiento preventivo están siendo realizadas en cantidades necesarias y convenientes, los análisis de averías, calidad de servicio y atención de reclamos permitieron evaluar el desempeño.

**Se logró una importante mejora en la calidad de servicio técnico en los primeros años y luego estancamiento a partir de 2005.**

Los datos de años recientes estarían indicando una disminución de la calidad de producto recibida por los clientes, que puede haber sido producida por el crecimiento extraordinario del consumo a través de la instalación de aire acondicionado favorecido por las tarifas y la facilidad para su adquisición.

## REVISIÓN DE NORMAS TÉCNICAS Y DE MEDIO AMBIENTE

Acerca de las Normas Técnicas, EDET cuenta con los procedimientos, necesarios y usuales, para el cuidado del medio ambiente, destacándose el tratamiento que se le da al arbolado. Asimismo, ha cumplimentado el Programa de eliminación de PCB, lo que permitió declarar por ley a la provincia de Tucumán “Libre de PCBs”.

La cantidad de accidentes de consecuencias graves y evitables es baja.

Las normas técnicas están desarrolladas en forma completa, cubriendo todos los tipos constructivos utilizados. Requeriría solo una actualización para opciones tecnológicas en desuso.

## EVALUACIÓN DE LA ATENCIÓN A CLIENTES

**Los reclamos comerciales registran una evolución que se considera muy positiva. Los reclamos técnicos (guardia) mantienen valores relativamente altos y no se observa evolución favorable.**

La empresa cuenta con un plan de “Organización en Situación de Emergencia” que cubre los principales aspectos requeridos para estas eventualidades. La dotación de sistemas informáticos se considera muy adecuada.

Se aplica un plan de control de medidores por muestreo estadístico, del cual ya se han cumplido 12 campañas, todas ellas con resolución aprobatoria del Ente Regulador.

## EVALUACIÓN DE LA ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL

**Acerca de la estructura organizacional, se concluye que la misma es adecuada.** Los planteles se han mantenido estables y balanceados. La empresa cuenta con un adecuado grado de descentralización que facilita el logro de mayor eficacia.

## INVERSIONES, COSTOS Y RECURSOS

Las inversiones eléctricas fueron sumamente importantes en el primer período, siendo las del año 1997, largamente, las más importantes de todo el periodo de gestión. En relación al crecimiento de la demanda, el promedio de inversión de la primera década fue de u\$ 936 por kW, y el de la segunda década, de u\$ 372 por kW. Las inversiones no eléctricas han sido importantes en todo el periodo reflejándose en la dotación de sistemas informáticos, edificios y vehículos.

La dotación de personal propio se mantiene en el orden de 400 personas, con un máximo de 446 en el 2002 y un mínimo de 360 en 2008. La cantidad de edificios disponibles se considera adecuada.

## **EVOLUCIÓN ECONÓMICO FINANCIERA**

Para evaluar la evolución económico-financiera del período de gestión resulta de interés observar los valores de energía facturada, las ventas y la tarifa media, entre ambos extremos del período.

La cantidad de energía entregada prácticamente se triplicó, los importes vendidos en moneda corriente se septuplicaron, y la tarifa media en términos reales cayó a la mitad o la tercera parte, según los distintos indicadores de ajuste utilizados.

Desde luego, distinguiendo dentro del período de gestión las tres etapas que hemos identificado, se observan los rasgos característicos de cada uno, y su reflejo en los ingresos, los costos, los resultados y las inversiones.

Acerca de la información que surge de las Memorias y Balances, y abarcando las tres etapas del período de concesión bajo estudio, merece destacarse que el grupo empresario controlante se mantiene prácticamente sin cambios desde la privatización, siendo uno de los pocos casos a nivel país.

También se destaca que el funcionamiento y la expansión se han financiado principalmente con fondos propios, reinversión de utilidades y préstamos bancarios; y que al cierre del ejercicio 2015, más de la mitad del Patrimonio neto corresponde a Resultados Acumulados.

## **INVERSIONES COMPROMETIDAS**

La información emitida por el Ente Regulador indica que la Concesionaria ha dado cumplimiento a sus obligaciones sobre inversiones comprometidas, tanto en el Contrato de Concesión como en la ulterior Renegociación, y en la revisión tarifaria, y que viene dando cumplimiento a las relativas a la Convergencia Tarifaria.

La ejecución de las obras en el sistema de transporte fue incluida entre las responsabilidades de EDET S.A. y la evaluación del cumplimiento está comprendida en los términos expresados en el apartado precedente.

Solamente se han verificado, en todo el período de gestión, ciertos atrasos en la conclusión de algunas obras, lo que ha dado lugar a la aplicación de sanciones, de escasa significación en relación a la magnitud de los compromisos.



## **RÉGIMEN SANCIONATORIO. SU APLICACIÓN.**

En lo que se refiere a Calidad de Servicio y las sanciones por su eventual incumplimiento, el Contrato de Concesión definió cinco Etapas con exigencias crecientes. Las cuatro primeras de 24 meses de duración y la quinta hasta la finalización del período de gestión.

En el Acta de Renegociación Integral se puso en vigencia la Etapa IV, con un nuevo sistema de control y sanciones, y se convino sobre el destino de sanciones pendientes.

A la fecha de elaborar este Informe, se han aplicado las penalizaciones relativas a los incumplimientos hasta el año 2013.

## **ENCUESTA DE SATISFACCIÓN DE USUARIOS**

La empresa EDET mantiene participación en un programa de encuestas sobre satisfacción de usuarios de distribuidoras de energía eléctrica de Sudamérica, que se desarrolla por convenio de colaboración entre la CIER (Comisión de Integración Energética Regional) y la ABRADDEE (Asociación Brasileira de Distribuidoras de Energía Eléctrica).

Los resultados obtenidos para EDET, tanto en términos absolutos como en su comparación con la muestra y el Índice CIER, presentan una situación de satisfacción media en términos generales. Los indicadores de EDET se presentan cercanos al Índice CIER (promedio ponderado del conjunto).

## **TARIFA DE INTERÉS SOCIAL**

Ya en el año 2006, el Acta de Renegociación Integral dispuso la implementación de una Tarifa de Interés Social, que beneficiaba a usuarios de bajos consumos y del PERMER, financiada con subsidios cruzados.

La innovación del sistema de precios mayoristas –quita de subsidios- a principios del 2016 llevó a establecer un sistema más complejo, destinado a identificar beneficiarios mediante el cruce de datos demostrativos de su situación socioeconómica. Este sistema está alineado con el establecido en el orden nacional. EDET S.A. ha informado que a abril de 2016 son beneficiarios el 36% de los clientes de la categoría residencial.

## **CUMPLIMIENTO DE NORMAS NACIONALES.**

No se han recibido de EDET S.A., del Regulador, ni de otras fuentes, informaciones sobre incumplimientos de normas de jurisdicción nacional del Mercado Eléctrico o pagos a CAMMESA.

## **COMPARACIÓN CON OTRAS DISTRIBUIDORAS**

El estudio comparativo se ha enfocado en dos factores fundamentales: la tarifa y la calidad de servicio.

La evolución indica que EDET ha tenido, para el periodo, un nivel de tarifas intermedio, variable respecto a las distribuidoras menores y mayor al de las de mayor tamaño en el país y de bajas a intermedias en la comparación con países latinoamericanos. La tarifa residencial ha estado entre las más bajas en la comparación con distribuidoras del país y la región latinoamericana.

A los efectos de la comparación de calidad de servicio, se debe considerar que la red de Media Tensión tiene un peso relativo importante en los indicadores. Se consideran comparables los comportamientos entre empresas que tienen, además de un mismo orden de cantidad de clientes, una relación entre la extensión de red MT y la demanda similar, asumiendo que a potencias por circuito del mismo orden resultan similares las extensiones por circuito.

Se observa, hasta donde se dispone de información comparativa (2008), que los indicadores de EDET resultan sensiblemente mejores a los de las empresas equiparables. Por otra parte, los indicadores medios resultan próximos a los de las empresas con mayores niveles de densidad de demanda y mayor extensión relativa de cable subterráneo de MT.

## **EVALUACIÓN GLOBAL DEL PERÍODO DE GESTIÓN**

Una mirada al conjunto de datos e indicadores referidos a las dos décadas que abarca el período de gestión permite una apreciación general que resume la trayectoria de la Concesión.

La etapa inicial se distingue por el gran crecimiento de las ventas físicas, rápida recuperación de las pérdidas y una evidente mejora de la red. Se comprueba una suerte de equilibrio basado en tarifas altas en términos reales, buenas utilidades, grandes inversiones y una mejora contundente de la calidad del servicio.

La segunda etapa es sin duda de transición. Muestra el impacto de la gran crisis y los esfuerzos de recuperación posterior. No hay equilibrio de ingresos y costos,

desaparecen las utilidades y decaen las inversiones. El impacto sobre la calidad todavía no es contundente, puesto que una red dotada de fortaleza puede soportar, por algunos años, la contracción de las inversiones.

En la tercera etapa se retoma el sendero de crecimiento, aunque en diferentes condiciones. El valor real de las tarifas se mantiene muy por debajo de las del primer período, y también es más bajo el valor real de las inversiones. El desarrollo de la red no parece acompañar a la demanda y se estabilizan las pérdidas no técnicas. La calidad de servicio no muestra mejoras recientes, e insinúa cierta desmejora sobre la cual, previsiblemente, el Regulador y la Concesionaria deberán enfocar medidas y soluciones.

El marco regulatorio adoptado por la Provincia de Tucumán desde la misma privatización otorga al concedente un rol fundamental en la materia, al introducir la figura de las Inversiones Obligatorias. Aunque siempre se les otorgó el carácter de mínimas, y en la primera etapa de la concesión fueron largamente superadas, está fuera de duda que tales exigencias de inversión se corresponden con el nivel nominal de las tarifas autorizado en cada caso.

Se aprecia por lo tanto que, en esta tercera etapa de la concesión, ya de una década, las acciones del Concedente, el Regulador y el Concesionario han concurrido a definir un escenario que, en estos términos, se ha revelado sustentable. La evolución tarifaria, las ventas, las pérdidas no técnicas, la rentabilidad y las inversiones configuran una nueva zona de equilibrio de la concesión, que se corresponde con la calidad de servicio hasta ahora alcanzada.

## **CONCLUSIÓN**

Como conclusión final, el equipo profesional del CEARE encargado de este informe considera que el desempeño de la concesionaria, en su Primer Periodo de Gestión y en los diferentes contextos en que desarrolló sus actividades, amerita una evaluación satisfactoria.

## **EVALUACIÓN DE DESEMPEÑO DE LA CONCESIONARIA EDET DURANTE EL PRIMER PERÍODO DE GESTIÓN**

### **Contenido**

INTRODUCCIÓN.....	14
INFORMACIÓN EXAMINADA .....	14
RESEÑA HISTÓRICA .....	15
Obligaciones derivadas del Contrato de Concesión original – Principales características y obligaciones – Tarifa en Pesos - Plan obligatorio de inversiones. ....	17
Consecuencias de la crisis 2001-2002. Renegociación del Contrato de Concesión y su conclusión (Acta de Renegociación Integral) y nuevamente principales características y obligaciones;.....	18
Revisión Tarifaria Integral producto de la Renegociación y Revisión Tarifaria Integral del año 2013. Circunstancias asociadas, incluyendo la llamada Convergencia Tarifaria. ....	19
ASPECTOS LEGALES.....	23
Análisis de la documentación de base Societaria, Marco regulatorio que rige el contrato de concesión, Renegociación Contractual (CE-ARI), Revisión Tarifaria Integral. ....	23
Principales disposiciones y características de la Concesión .....	24
Renegociación Contractual .....	25
Revisión Tarifaria Integral (RTI).....	26
Otros hitos de trascendencia.....	27
Convergencia Tarifaria .....	29
Aplicación de Sanciones .....	30
Intervención Judicial en el Régimen Tarifario.....	31
Convenios colectivos de trabajo.....	32
EVALUACION DE LA GESTION TECNICA .....	34
Características Generales del Mercado Abastecido .....	34
EVOLUCIÓN DE LAS INSTALACIONES Y CARACTERÍSTICAS DE LAS MISMAS....	36
Análisis de la Adaptación Técnico Económica de las Inversiones .....	39
Evolución de la Demanda Máxima, Energía ingresada, Cantidad de Clientes y Pérdidas.....	42
REVISIÓN DE NORMAS TÉCNICAS Y DE MEDIO AMBIENTE .....	51
Revisión de Normas Técnicas .....	51
Revisión de Normas de Medio Ambiente.....	57
EVALUACION DE LA ATENCION A CLIENTES.....	61
Calidad de Atención Técnica y Comercial.....	61

Análisis de la conformación de la Gerencia de Operaciones, Gerencia Técnica y Gerencia Comercial .....	63
Sistemas Técnico - Comerciales.....	63
Respuesta de la Empresa a las situaciones de Emergencia .....	64
Evaluación del Plan de muestreo estadístico de Medidores .....	65
<b>EVALUACIÓN DE LA ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL.....</b>	<b>66</b>
<b>INVERSIONES, COSTOS Y RECURSOS .....</b>	<b>70</b>
Análisis de la evolución de las Inversiones .....	70
Evaluación de Costos y Recursos.....	71
Recursos de Apoyo: Edificios .....	73
Recursos de Transporte.....	74
<b>EVOLUCIÓN ECONÓMICO FINANCIERA .....</b>	<b>75</b>
Evolución durante el período de la Concesión. Tarifas. Memorias y Balances.....	75
<b>INVERSIONES COMPROMETIDAS .....</b>	<b>82</b>
Inversiones Comprometidas y su cumplimiento. Inversiones en Transporte .....	82
<b>TRANSPORTE. OBRAS EN LA RED DE DISTRIBUCIÓN TRONCAL. ....</b>	<b>87</b>
<b>RÉGIMEN SANCIONATORIO. SU APLICACIÓN. ....</b>	<b>89</b>
<b>ENCUESTA DE SATISFACCIÓN DE USUARIOS .....</b>	<b>93</b>
<b>TARIFA DE INTERÉS SOCIAL .....</b>	<b>97</b>
<b>CUMPLIMIENTO DE OBLIGACIONES CON EL M.E.M. Y DE OTRAS NORMAS NACIONALES. ....</b>	<b>98</b>
<b>COMPARACIÓN CON OTRAS DISTRIBUIDORAS .....</b>	<b>99</b>
Tarifas Medias Comparadas .....	99
Comparativo de Tarifas Eléctricas de CIER .....	104
Indicadores Comparados de Calidad de Servicio.....	107
<b>EVALUACIÓN GLOBAL DEL PERÍODO DE GESTIÓN.....</b>	<b>110</b>
<b>CONCLUSIONES.....</b>	<b>113</b>
<b>ANEXOS ESTADÍSTICOS .....</b>	<b>114</b>

## **INTRODUCCIÓN**

La Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A., en adelante EDET S.A. – en el marco del Convenio de Cooperación celebrado con el Centro de Estudios de la Actividad Regulatoria Energética, en adelante CEARE - ha solicitado la asistencia de este Centro a fin de ejecutar una evaluación independiente del desempeño de la Concesionaria EDET S.A. durante el primer Período de Gestión, que abarca los primeros veinte años transcurridos desde la Concesión del Servicio Público de Distribución Eléctrica en la Provincia de Tucumán.

### **INFORMACIÓN EXAMINADA**

Para esta evaluación se ha tenido en consideración la información proporcionada por EDET S.A. y por el Ente Único de Control y Regulación de los Servicios Públicos de Tucumán (ERSEPT), así como información publicada por la Asociación de Distribuidoras de Energía Eléctrica de la República Argentina (ADEERA), la CIER, y por otras instituciones que se mencionan en cada caso, citando la fuente, como así también de información de la que dispone el CEARE y de la que obtuvo, producto de su investigación.

## RESEÑA HISTÓRICA

EDET S.A. fue creada por Ley Provincial N° 6423, de noviembre de 1992. Su creación se inscribió en el marco de la reforma del sector eléctrico y política de privatizaciones impulsada en ese entonces desde el Gobierno Nacional, y representada, en lo que se refiere al sector, por la Ley Nacional N° 24065, sancionada en diciembre de 1991. La Ley N° 6423 creó, asimismo, la Dirección de Energía de la Provincia (DEP), antecesora del EPRET y del ERSEPT.

EDET S.A. fue constituida legalmente a principios de 1993, luego de que fueran transferidos a la Provincia los servicios que hasta 1992 venía prestando la empresa Agua y Energía Eléctrica Sociedad del Estado. EDET S.A. comenzó a funcionar y permaneció durante los primeros ejercicios bajo control del Estado Provincial, habiendo asumido el compromiso de llamar a Licitación Pública Nacional e Internacional para la Concesión del Servicio Público a su cargo, a través de la venta del Paquete Mayoritario de Acciones (51% de su capital social).

En diciembre de 1994 fue dictada la Ley Provincial 6608, que establece el Marco Regulatorio para la prestación del servicio público de distribución y de generación aislada de energía eléctrica en todo el territorio de la Provincia de Tucumán.

En el marco de las atribuciones de la Ley 6.423, la DEP dicta la Resolución N° 1/93 (01/02/93) que reglamenta la prestación del Servicio Eléctrico de la Provincia de Tucumán; y con fecha 09/03/93, el mismo organismo dicta la Resolución N° 3 (marco regulatorio energético provincial), mediante la cual se transfiere a EDET S.A., los bienes, créditos y demás que la DEP había recibido de la Provincia de Tucumán (art. 23) e impone a EDET S.A., la puesta en vigencia inmediata del reglamento de suministro y cuadro tarifario (art. 4).

El 21/12/1994 se sanciona la Ley N°6.608, que regula la prestación del servicio en el territorio de la provincia de Tucumán (art. 1), autorizando al estado provincial a transferir hasta el 100% del paquete accionario de EDET S.A. (art. 7).

El 13/03/1995 se llama a Licitación Pública Nacional e Internacional para la privatización de los servicios de distribución, comercialización y generación aislada en la provincia, mediante la venta del 51% del paquete accionario (Clase A) de EDET S.A.

El 24/06/1995 se adjudica a NORELEC S.A. (Decreto N°1.428/3/95) el PAQUETE MAYORITARIO.

El 24/08/1995 (Decreto N°1689/3/95) se dispuso la venta pública al mercado minorista del 39% del capital social (acciones Clase B).

El 13/09/1995, fueron adjudicadas a JCCC S.A. (Decreto N° 1.924/3/1995 de fecha 13/09/1995). Luego, en fecha 13/10/1995 Cartellone transfiere el 50% de las acciones

Clase B. El 25% a la Compañía General de Electricidad S.A. y 25% a la Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.

En fecha 31/10/1998 NORELEC S.A. adquiere la totalidad de las acciones Clase C (10% del total accionario) correspondientes a la PPP de EDET S.A. Asimismo, se modificó el estatuto de EDET S.A., transformándose las acciones Clase C a Clase B y quedando únicamente 2 tipos de acciones. En el año 2004 se produjo la transferencia de las acciones de EDET S.A. y NORELEC S.A. pertenecientes a CONAFE S.A. a CGE Argentina S.A., lo que fuera autorizado por Resolución EPRET N°244/04. En igual sentido, durante el transcurso del año 2005 se produjo la transferencia de las acciones de EDET S.A. y NORELEC S.A. pertenecientes a CGE S.A. a CGE Argentina S.A.

El Contrato de Concesión y la toma de posesión se efectuó en fecha 04/08/1995 entre la Provincia de Tucumán, en su carácter de concedente y NORELEC S.A.

A los fines de la Evaluación de Desempeño, el período de estudio se inicia en agosto de 1995, en correspondencia con la firma del Contrato de Concesión y toma de posesión.

Dentro de ese período de veinte años es posible identificar, a grandes rasgos, tres etapas diferentes, cuyas características distintivas se asocian a la **evolución de las condiciones macroeconómicas** de nuestro país, y a **las soluciones de política regulatoria** que se adoptaron para encauzar la prestación del servicio público en el marco de dichas condiciones.

La **primera** de esas etapas se inicia con la firma del Contrato de Concesión y llega hasta el año 2001. El rasgo dominante es sin duda la vigencia de las condiciones macroeconómicas de origen, en particular en lo referido a la estabilidad monetaria y el régimen de convertibilidad

La **segunda etapa** se inicia con la sanción de la Ley 25.561 de fecha 6 de enero de 2002, que puso fin al sistema monetario y cambiario vigente desde 1991, alteró sustancialmente el régimen de transacciones y contratos económicos y financieros, y agravó profundamente la situación recesiva, configurando la que probablemente fue la más grave crisis económica sufrida por el país. Este cuadro impactó especialmente en el régimen de concesiones de servicios públicos vigente en el orden nacional y provincial en la década anterior, y de hecho transcurrieron varios años hasta que fue posible dar pasos concretos para reencauzar y, paulatinamente, normalizar las concesiones de servicio público.

La **tercera etapa** comienza, puede afirmarse, con el proceso de renegociación iniciado con la Carta de Entendimiento de 2005 y culminado con el Acta de Renegociación Integral de 2006, y se caracteriza por la aplicación de ciertos cambios regulatorios y la recuperación del régimen de Revisiones Tarifarias periódicas, culminando ahora con la finalización del Primer Período de Gestión contractual, y el cumplimiento de los pasos legales previstos para dicha instancia en el Marco Regulatorio.

## **Obligaciones derivadas del Contrato de Concesión original – Principales características y obligaciones – Tarifa en Pesos - Plan obligatorio de inversiones.**

El marco regulatorio resultante de la Ley 6608 y el Contrato de Concesión se ajustan, en casi todos los aspectos sustanciales, al modelo regulatorio establecido en esa época en el orden nacional. Sin embargo, vale advertir que más allá de esas coincidencias de fondo, los textos aprobados por la Provincia de Tucumán reflejan un esfuerzo de adecuación a la realidad local, que los distingue de la mera transcripción de normas nacionales que se observó en otras jurisdicciones.

Las obligaciones relevantes de la Distribuidora son las básicas del modelo: satisfacer toda demanda, asegurarse para ello el abastecimiento de energía, cumplir normas de calidad, ajustarse a tarifas máximas y brindar libre acceso a sus redes.

Otras similitudes fueron el plazo prolongado (90 años), la exclusividad zonal, la obligación de mantener asociado al operador por un mínimo de 5 años, y restricciones a la transferencia del paquete de control. También se reprodujo la figura del “período de gestión” con obligación de licitar la venta del paquete de control, en este caso con un período inicial de 20 años, y 10 los siguientes, así como el período tarifario plurianual, con uno inicial de 10 años y 5 los siguientes.

Un rasgo importante del Contrato de Concesión de EDET S.A. es la introducción de un listado de inversiones obligatorias, lo que lo diferencia de las concesiones de distribución de jurisdicción nacional. Se introducía así una fórmula mixta, de “regulación por medios” y “regulación por resultados”, que en la década siguiente se volvería usual en varias jurisdicciones. El total del Plan de Inversiones Obligatorias incluido en los documentos de licitación, período 1995/2000, ascendía a 74,3 millones de dólares<sup>1</sup>.

Los criterios de fijación de tarifas reproducen los del modelo nacional, destacándose la condición de mínimo costo en condiciones de eficiencia y la desaparición de la rentabilidad garantizada que era usual en las antiguas concesiones.

El marco regulatorio de Tucumán no adhirió a la dolarización teórica de las tarifas que se había generalizado en las privatizaciones bajo la ley de convertibilidad, y no reprodujo el método de reajuste semestral con índices estadounidenses, destinado a compensar la inflación del dólar. Para resguardar el valor real de la tarifa en pesos se eligió un sistema de reajuste mediante fórmula polinómica, con sus variables asociadas a costos locales. El mecanismo de reajuste, de condición no automática, operaría cuando los costos sufrieran aumentos o disminuciones de un valor igual o superior al 5%.

Este sistema le otorgó al régimen tarifario eléctrico de Tucumán un rasgo de singularidad que, sin embargo, no tuvo mejor resultado práctico que los contratos “dolarizados”. Ninguno de los dos sistemas resistió el embate de la gran crisis

---

<sup>1</sup> Circular N° 13 de los documentos de Licitación.

económica de 2001; la legislación “de emergencia”<sup>2</sup> congeló todas las formas de reajuste monetario, y condujo a la renegociación de todos los contratos.

**Consecuencias de la crisis 2001-2002. Renegociación del Contrato de Concesión y su conclusión (Acta de Renegociación Integral) y nuevamente principales características y obligaciones;**

Las consecuencias de la crisis 2001-2002 condujeron al dictado de la legislación nacional de emergencia, representada, fundamentalmente, por la Ley 25561, a la que la Provincia de Tucumán adhirió mediante Ley 7195, sus modificatorias y concordantes.

Ha de señalarse que aquella legislación disponía, entre otras medidas, la suspensión de las llamadas cláusulas de ajuste, y la renegociación de los contratos de concesión de servicios públicos; transcurrió un prolongado período durante el cual, para el caso de EDET, se hizo efectiva aquella suspensión, y no se aplicaron las cláusulas de reajuste por mayores costos previstas en el Contrato de Concesión.

Ese virtual congelamiento se prolongó hasta el 2005, año en el cual tanto en la jurisdicción nacional como en la provincial se logró establecer negociaciones y llegar a acuerdos que empezaran a adecuar la situación de las concesiones a las nuevas condiciones.

En un procedimiento similar al seguido en la jurisdicción nacional, la renegociación de la concesión de EDET dio lugar a la firma, en julio del 2005, de una Carta de Entendimiento, parcialmente modificada en agosto del mismo año, y este acuerdo sirvió de base para la conclusión del Acta de Renegociación Integral, suscripta el 18 de diciembre de 2006.

El Acta cubrió dos propósitos igualmente importantes: superar los conflictos derivados de la crisis, de la modificación de las condiciones macroeconómicas, y del prolongado congelamiento de tarifas y caída de inversiones; y establecer ciertas modificaciones de carácter permanente en el Contrato de Concesión.

En el primer aspecto, el Acta adoptó soluciones similares a las del orden nacional: se estableció un régimen tarifario de transición, asociado a un plan de inversiones obligatorio, se acordó el pago de sanciones pendientes –en parte como reembolso a los usuarios, en parte como inversiones adicionales-, se comprometió el desistimiento de todas las acciones legales y reclamos entablados por el Concesionario, y no se otorgó resarcimiento alguno por los eventuales perjuicios que hubieran derivado de la emergencia.

En el segundo aspecto, se destaca la introducción de un mecanismo de cálculo tarifario mucho más completo y minucioso que el contenido en el Contrato de Concesión, y de un sistema de reajuste por inflación sumamente detallado.

---

<sup>2</sup> Ley Nacional N° 25.561 de EMERGENCIA PUBLICA Y REFORMA DEL REGIMEN CAMBIARIO, sancionada el 6 de enero de 2002. Ley 7195 de la Provincia de Tucumán, y sus modificatorias.

Ambos conjuntos de cláusulas evidencian la intención de prevenir ulteriores deterioros de la tarifa, así como de acordar sobre indicadores objetivos que redujesen, hacia el futuro, el espacio de conflictos. Una proporción sustancial de las cláusulas convenidas, en el Acta y sus Anexos, se dedican a estos temas.

Para la determinación de los costos propios de distribución a incluir en la tarifa, se mantiene en lo esencial el método de empresa ideal, y respecto al costo de capital se introduce explícitamente el método del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR).

Otros contenidos importantes apuntan a introducir planes de inversiones obligatorias asociados a las Revisiones Tarifarias quinquenales, el método de financiamiento solidario del Alumbrado Público – no implementado a la fecha-, y la Tarifa de Interés Social, incluyendo la posibilidad de subsidios cruzados. También se estipula una tarifa de bloques crecientes para inducir el uso racional de la energía.

El Anexo referido a Calidad de Servicio y Sanciones se sustituye totalmente, aunque manteniendo la misma orientación. Asimismo, se declara el propósito de establecer normas de calidad creciente en las sucesivas revisiones tarifarias. Se establecen ajustes por VAD de los valores de las tablas de apartamientos e incumplimientos y del valor de la energía no suministrada. Otras innovaciones importantes consisten en eliminar la responsabilidad de la Concesionaria respecto a restricciones de abastecimiento provenientes del MEM, siempre que hubieran sido oportunamente advertidas, y en establecer un nuevo régimen de extensión de redes.

Al tiempo de emitir su aprobación al Acta de Renegociación, la Legislatura Provincial dictó, con fecha 12/07/2007, la Ley 7892, que introdujo, en el Marco Regulatorio establecido por la Ley 6608, diversas modificaciones concordantes con el resultado de la Renegociación.

### **Revisión Tarifaria Integral producto de la Renegociación y Revisión Tarifaria Integral del año 2013. Circunstancias asociadas, incluyendo la llamada Convergencia Tarifaria.**

Dando cumplimiento a los acuerdos reflejados en la Carta de Entendimiento y en el Acta de Renegociación Integral, se ejecutaron una serie de pasos dirigidos a recomponer la economía de la concesión.

Por Resolución del Regulador (Res. EPRET 668/05) se aprobó la aplicación de un nuevo cuadro tarifario con vigencia desde el 01/07/05, que hizo efectivo el incremento del 15% sobre las tarifas no residenciales convenido en la Carta de Entendimiento.

Por Resolución EPRET 255/07, del 08/08/2007, se aprobó el llamado Cuadro Tarifario I, que hizo efectivo el incremento del 7% en la tarifa media, previsto en el Artículo 4° del Acta de Renegociación Integral, aplicable desde el 01/11/2006 y con un mecanismo de pago en cuotas para la parte retroactiva del aumento.

Conforme a lo estipulado en el Acta de Renegociación Integral (ARI), se llevó a cabo en el curso del año 2007 la Revisión Tarifaria Integral. Mediante Resolución EPRET 17/08

fecha el 23/01/2008, se resolvió dar por finalizada la RTI, aprobar el Régimen Tarifario de EDET con vigencia desde el 01/11/2007 al 31/10/2011, aprobar el Cuadro Tarifario con vigencia al 01/11/07 y aprobar asimismo el Procedimiento para la Determinación del Cuadro Tarifario de EDET. De igual modo, se puso en vigencia la Tarifa de Interés Social (TIS).

El llamado Cuadro Tarifario hace efectivo el segundo tramo de incremento (10% adicional) previsto en el Artículo 4° del Acta de Renegociación Integral, “contemplando el resultado de la campaña de caracterización de los consumos, de manera tal de valorar la asignación de costos en las diferentes categorías tarifarias.”

Posteriormente, se verificaron periódicas modificaciones de los cuadros tarifarios, asociadas a variaciones de los precios del MEM y a reajustes del VAD por mayores costos, previstos en el Acta de Renegociación Integral<sup>3</sup>.

En septiembre de 2010 se introdujo en la Provincia una normativa relevante para el sector, aunque no directamente vinculada a la concesión de EDET. La Legislatura Provincial sancionó la Ley 8342 por la que se declara en estado de emergencia el sistema de transporte de energía eléctrica por distribución troncal en el ámbito de la Provincia. Esta norma expresa la voluntad política del Estado Provincial de impulsar y ejecutar obras de ampliación de transporte que se habían tornado críticas y no habían sido concretadas por los procedimientos previstos en las normas del Mercado Eléctrico Mayorista.

Para este fin, así como para favorecer la incorporación de energías renovables, la Ley dispone la formulación de un Plan de Desarrollo Eléctrico de la Provincia, y al mismo tiempo aprueba el Plan de Obras de Transporte 2006/2016. Asimismo, se crea el Fondo de Infraestructura Eléctrica, con recursos existentes o a asignarse, incluyendo la posibilidad de un cargo de hasta el 3% sobre el consumo eléctrico. También se prevé que obras del Plan de Transporte pudieran ser incorporadas a las inversiones obligatorias de EDET, con financiamiento específico o de la propia RTI. A este fin se aprueba el texto de convenio respectivo.

Por Resolución 5/2013, con dos años de atraso respecto al vencimiento del período tarifario finalizado en octubre de 2011, el ente regulador ERSEPT convocó a audiencia pública para considerar: i) la Revisión Tarifaria Integral correspondiente al período tarifario noviembre 2011 a octubre 2016; ii) la posible incidencia de la superposición temporal de la finalización del período de gestión en curso sobre el período tarifario en análisis; iii) la incorporación de obras del Plan de Transporte al Plan de Inversiones Obligatorias; iv) la asignación de los subsidios generados en el orden nacional y provincial a los usuarios finales de la distribuidora.

La Resolución ERSEPT 139/13 del 27/08/2013, que estableció el nuevo nivel tarifario, introdujo algunas variantes importantes. En primer lugar, distingue el “Cuadro Tarifario

---

<sup>3</sup> A partir de 2009 la efectividad de algunas de estas modificaciones quedó condicionada a la vigencia de una medida cautelar, que tuvo efectos hasta el año 2012. Se amplía en la sección “Aspectos Legales”.

de Referencia”, con los niveles que admite como resultado de la RTI, y el “Cuadro Tarifario de Aplicación” que resulta de deducir del anterior la alícuota atribuible a inversiones obligatorias. Se funda en la intención de disminuir la base imponible para las tasas municipales y se dispuso agregar en renglón separado de la factura un valor unitario representativo de aquellas inversiones. También se dispuso detallar por separado el cargo por Fondo para Obras de Transporte, para el caso de que el Gobierno Provincial decida aplicarlo. Otro rasgo diferente respecto a prácticas anteriores es que, aunque ya había transcurrido una parte del quinquenio tarifario, no se aplicó retroactividad.

La Resolución incluyó también medidas de perfeccionamiento del régimen de Tarifa de Interés Social. Asimismo, se aprobaron modificaciones y actualizaciones al Régimen de Calidad de Servicio y al Régimen de Extensión de Redes.

A principios de 2014 el Poder Ejecutivo Nacional propuso a las jurisdicciones provinciales la firma de un convenio denominado “Programa de Convergencia de Tarifas Eléctricas y Reafirmación del Federalismo Eléctrico” el que, más allá de una ambiciosa declaración de propósitos, tenía como objetivo inmediato una congelación de las tarifas eléctricas provinciales compensada con aportes de fondos nacionales para obras de distribución y transporte.

En ese marco, se celebró el 9/04/14 el Acuerdo Marco entre la Nación y la Provincia, así como el Acuerdo Instrumental que contemplaba un programa de obras de \$200 millones. Se suscribió también un Acta Acuerdo entre la Provincia y la Distribuidora, y los tres instrumentos recibieron aprobación legislativa mediante la Ley Provincial 8677 del 29/05/2014.

El Programa de Convergencia fue renovado posteriormente, para abarcar también el año 2015, contemplando un programa de obras de \$300 millones. Nuevamente se suscribieron los tres convenios, aprobados por la Legislatura mediante Ley 8770 de 13/04/15.

En ambos casos y conforme surge de los instrumentos mencionados anteriormente, el Ente Regulador continuó llevando adelante los mecanismos de revisión periódica de tarifas por aumentos de costos, los resultados de los mismos no fueron trasladados a los usuarios, tal como se reflejó en las Resoluciones ERSEPT 581/14 y 555/15 como así también en la Resolución ERSEPT 644/15, que aprueba el cuadro tarifario para el período septiembre 2015/ marzo 2016.

Finalmente, la Resolución ERSEPT 661/15, de fecha 30 de diciembre de 2015, dispone un régimen de transición destinado a aminorar el impacto, sobre los usuarios, de la finalización del Programa de Convergencia Tarifaria. Para este fin se explicita que los recursos girados por ese Programa tienen la naturaleza de un subsidio, se dispone aplicar el remanente a subsidiar parcialmente las tarifas del trimestre enero-marzo de 2016, y se encomienda formular un balance apropiado de los resultados del Programa -

en términos de tarifas, subsidios e inversiones- sobre la economía del Contrato de Concesión.

## ASPECTOS LEGALES

### **Análisis de la documentación de base Societaria, Marco regulatorio que rige el contrato de concesión, Renegociación Contractual (CE-ARI), Revisión Tarifaria Integral.**

El Decreto N°2.573/3 (28/12/1992) autoriza a Fiscalía de Estado para el dictado del estatuto y la constitución de EDET S.A. El 30/12/1992 se firmó el Acta Constitutiva de EDET y el 22/01/1993 se inscribe en el Registro Público de Comercio de Tucumán.

El estatuto social vigente se encuentra inscripto por Resolución DPJ N° 309/2008 de fecha 15/10/2008 por medio de la cual se aprueba la última modificación del mencionado instrumento societario, resultando que el mismo se encuentra inscripto bajo el N° 13, fs. 134/145, Tomo I del protocolo de Contratos Sociales del año 1993 de fecha 22/1/1993.

En relación a la actual composición accionaria, corresponde expresar que NORELEC resulta titular de un 61% del capital Social, resultando GGE Argentina titular de un 19,5% y Cartellone Energía y Concesiones S.A. titular de un 19,5%. Es del caso resaltar que en iguales proporciones resultan titulares accionarios Cartellone Energía y Concesiones SA y CGE Argentina en NORELEC.

De otra parte, cabe expresar que el Marco Regulatorio Eléctrico, constituido – originariamente - por las Leyes 6423 y 6608 fue modificado con motivo de la aprobación del ARI a través de la sanción de la Ley 7892 (12/07/2007), la que, además, de dar por concluido el proceso de renegociación, prescribió procedimientos participativos alternativos ante supuestos diferenciados de revisiones tarifarias extraordinarias, distinguiendo las revisiones tarifarias derivadas de la modificación de los costos de abastecimiento, de aquellas originadas como consecuencia de la variación general de los precios en la economía, a los efectos de mantener en valores reales el Valor Agregado de Distribución (VAD) sancionado como consecuencia de las revisiones tarifarias ordinarias quinquenales.

Posteriormente, el Marco Regulatorio Eléctrico fue reformado a través de la sanción de la Ley 8479, procediendo a la creación del Ente Único de Control y Regulación de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán (ERSEPT), como entidad autárquica del Estado Provincial y con plena capacidad para actuar en el ámbito del derecho público y privado, en reemplazo del Ente Provincial Regulación De Energía de Tucumán (EPRET). El ERSEPT tiene competencia material, en todo el ámbito de la Provincia de Tucumán, en el control y regulación de: (i) La distribución y comercialización de energía. (ii) La generación eléctrica aislada e interconectada de jurisdicción provincial, cuando estén aplicadas parcial o totalmente al servicio público. (iii) El transporte y la generación de energía eléctrica encuadrada en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM),

en aquellos aspectos en los que la Provincia tenga responsabilidades concurrentes. (iv) La captación, potabilización, transporte, distribución y comercialización de agua potable. (v) La colección, tratamiento y disposición de efluentes cloacales y su comercialización, inclusive los efluentes industriales que el régimen vigente permite se viertan al sistema cloacal.

Asimismo, la norma referenciada anteriormente procede a prever procedimientos participativos alternativos (Consulta Pública Documentada), la participación de las Asociaciones de Usuarios en el organismo a través de la creación de la figura del Representante del Usuario, como así también la creación del Registro de Asociaciones de Usuarios en el ámbito de la Entidad.

### Principales disposiciones y características de la Concesión

- **Objeto:** Concesión a favor de EDET S.A. de la prestación, en forma exclusiva, del servicio público de distribución y comercialización de energía eléctrica en todo el territorio de la provincia de Tucumán (art. 1).
- **Plazo:** 90 años contados a partir de su entrada en vigencia (art.3). El contrato establece que dicho plazo de concesión se dividirá en periodos de gestión, extendiéndose el primero de ellos por 20 años a contar desde la toma de posesión (Debe recordarse que por Ley 8.814 se prorrogó la finalización del primer período de gestión para el 01/11/2016 (sin modificarse el plazo contractual de 90 años) y por Acta Acuerdo con el gobierno de la Provincia se prevé hacer coincidir los períodos tarifarios (5 años) y los sucesivos períodos de gestión (10 años), procesos que se habían descalzados con motivos de la Renegociación del Contrato de Concesión concluida con el ARI), y los siguientes por 10 años desde el vencimiento del período de gestión anterior (art. 5).
- **Plan Obligatorio de Inversiones:** como parte de las obligaciones asumidas EDET S.A. se comprometió a realizar un plan obligatorio de inversiones (Transporte y Distribución).
- **Tarifas:** pesos  
 En sus Anexos el Contrato de Concesión regulaba el Régimen Tarifario y sus normas de aplicación (Anexo 1), los procedimientos para ajustes del cuadro tarifario (Anexo 2), el cuadro tarifario inicial a ser aplicado por EDET S.A. (Anexo 3).  
 Inicialmente se preveía que tanto el *Pass Through* como el VAD se actualizarían previo desarrollo del **procedimiento de Audiencia Pública**.  
 El Contrato establecía ajustes de la tarifa, mediante fórmula polinómica cuando la variación de un índice superara el +/- 5% y mediante el procedimiento de Audiencia Pública.
- **Calidad de Servicio:** evolutiva, hasta concluir en medición a clientes finales (originalmente, posteriormente esto se modificó con la Renegociación del Contrato de Concesión, se determinó que la evolución se determinaría en cada proceso de revisión tarifaria quinquenal).

- **Obligación de Suministro:** satisfacer toda demanda de suministro atendiendo todo nuevo requerimiento de conformidad al régimen de extensión de redes previsto y adoptar todas las medidas necesarias a los fines de asegurar la provisión y disponibilidad de energía eléctrica en la provincia.
- **Alumbrado Público:** a cargo de las Municipalidades y Comunas de la Provincia.

### Renegociación Contractual

A principios del año 2002, con la Ley de Emergencia Económica Nacional (Ley N°25.561), a la que adhirió la Provincia de Tucumán mediante Ley N° 7.195, se suspendió la plena vigencia del Contrato de Concesión y se dispuso la renegociación del mismo.

- **Carta de Entendimiento:** En fecha 13/07/2005 y 22/08/2005 La Provincia y EDET S.A. suscribieron acuerdos (Carta de Entendimiento y Addenda a la Carta de Entendimiento, respectivamente) a los efectos de: (i) definir un régimen tarifario de transición; (ii) fijar las pautas para la celebración del Acta de Renegociación Integral del Contrato de Concesión y (iii) establecer las condiciones jurídicas, económico-financieras y técnicas de la prestación del servicio durante el plazo de vigencia establecido en el mismo.

En los referidos acuerdos se previó, además, un Plan Obligatorio de Inversiones Mínimas de Emergencia (POIME) y la aplicación de un régimen de prestación de calidad de servicio específico.

- **Acta de Renegociación Integral (ARI):** El 18/12/2006, la Provincia, EDET S.A. y NORELEC S.A. suscribieron el Acta de Renegociación Integral (ARI), Anexos y Subanexos, documentos éstos que tienen por objeto establecer las condiciones jurídicas, económico-financieras y técnicas de la prestación del servicio que posibiliten la normalización de las condiciones contractuales de la concesión suspendidos en su vigencia como consecuencia de la adhesión de la Provincia a la ley 25.561.

El mismo contiene, entre otras disposiciones, las relativas a:

- Plan de Inversiones Obligatorio: MM\$60.
- Calidad de Servicio: regirá hasta el año 2011, término en el que finaliza el período de vigencia tarifario, análogo a la Etapa IV del Contrato de Concesión.  
Sanciones en trámite hasta el 30/06/2006. Se estableció que estaría a cargo de la empresa un plan de inversiones adicional de MM\$10. Asimismo, se estipuló restitución a los clientes de un monto de MM\$2.5.
- Tarifas: se desdoblaron los incrementos del VAD de los costos de abastecimiento  
Se fortalece el *pass through* y demás costos ajenos a la gestión de EDET S.A.

Inicio del proceso de revisión del VAD mediante el análisis de la variación de una ecuación disparadora en un +/- 3 %. Redeterminación a través del análisis de la Matriz de Costos cuando el valor de la misma registre variaciones que superen el +/- 5%, ante variación en los precios en la economía.

- Desistimientos: obligación del concesionario y sus accionistas de desistir de cualquier tipo de reclamo, recurso y demanda, originadas en la emergencia económica, especialmente las relativas a los Tratados de Protección de Inversión.
- En fecha 12/07/2007 la Legislatura de Tucumán sancionó la Ley N°7892 aprobando el ARI y modificando parcialmente la Ley N°6.608.

### **Revisión Tarifaria Integral (RTI)**

La Ley 6.608 y el Contrato de Concesión establecieron un Periodo Tarifario inicial de 10 años y posteriores de 5 años. Con la suscripción del ARI se concretó la Primera Revisión Tarifaria Integral, con vigencia desde Noviembre de 2007 hasta Octubre de 2011 (Resolución EPRET N°17/08).

El proceso de RTI concluyó con la sanción de la Resolución ERSEPT N° 139/2013 previa realización del procedimiento de audiencia pública (15/07/2013) determinándose la finalización del proceso para el período 2011-2016.

En este sentido, la Resolución ERSEPT N° 139/13, con vigencia a partir del 1° de julio de 2013:

- Aprobó el Régimen Tarifario, la Metodología de Actualización del VAD, el Procedimiento para la Determinación del Cuadro Tarifario, el Régimen de Calidad de Servicio y el Régimen de Extensión de Redes.
- Sancionó un Cuadro Tarifario resultante del Proceso de RTI y un Cuadro Tarifario de Aplicación, el que contenía un incremento medio del 8%.
- Determinó la aplicación y sancionó Valores Unitarios Destinados a Inversiones Obligatorias de Distribución, que equivalen a un 7% del Básico.
- Estableció Valores Unitarios de Aplicación Destinados a Obras de Transporte, inicialmente con valores nulos hasta tanto se cumplan los recaudos establecidos en la Ley 8.342.
- Introdujo mejoras en los sistemas de control de calidad de servicio y producto técnico, lo que permite al Ente optimizar su gestión de control en esta materia, incrementando las exigencias de calidad hacia el Concesionario.
- Estableció un Plan Obligatorio de Inversiones en Distribución de 150 MM\$ para el período 2013-2016.

## Otros hitos de trascendencia

### ***Ampliación de transporte ET Ayacucho y ET Tafí del Valle***

El 5 de Mayo de 2006, el Ministerio de Economía, el Ministerio de Desarrollo Productivo, el EPRET, TRANSNOA S.A. y EDET S.A. firman de común acuerdo la conformidad con el “Plan de Transporte de Energía Eléctrica de la Provincia de Tucumán 2006 – 2016” elaborado por la Universidad Tecnológica Nacional (Facultad Regional de Tucumán) a pedido del Gobierno.

El Plan surge como una necesidad ante “el fuerte crecimiento económico registrado y la desinversión en el área de Transporte con incidencia directa en el abastecimiento del sistema de distribución provincial”. Siendo el Estado Provincial el responsable de velar por el desarrollo del sistema eléctrico, buscando las soluciones técnicas que minimicen el costo total del servicio a los usuarios finales.

A través del Decreto N° 1510/3 ME se convalida y aprueba el Plan de Transporte 2006 – 2016 presentado.

En el 2007 TRANSNOA S.A., por solicitud del Ministerio de Economía presenta una solicitud de Ampliación ante el ENRE, consistente en un plan de obras en el nivel de tensión de 132 kV, que entre otras, incluye a la ET Ayacucho y el CS 132 kV Avellaneda - Ayacucho - Estática Sur.

En el 2009 la Provincia de Tucumán establece un convenio con la Universidad Tecnológica Nacional a los efectos de elaborar los Pliegos de Especificación Técnica para la Contratación de las EETT Tafí del Valle, Ayacucho y el vínculo Avellaneda – Ayacucho en 132 kV junto con los estudios de impacto ambiental asociados.

Los mismos son presentados ante el ENRE e incorporados al expediente N° 24.306/2007.

La Dirección de Medio Ambiente se expide el 24 de Junio de 2010 en forma favorable a los Estudios de Impacto Ambiental presentados por medio de su Res N° 96/ (DMA). La mencionada Resolución es presentada ante el ENRE e incorporada al expediente referenciado.

El 17 de septiembre de 2010 se aprueba la Ley 8.342 declarando el estado de emergencia energética en la Provincia. Por la misma, se convalida el Plan de Transporte de la Provincia con sus obras asociadas.

La provincia firma un acuerdo con EDET S.A. para incorporar las obras de ET Tafí del Valle y ET Ayacucho más el vínculo Avellaneda – Ayacucho en su Plan Obligatorio de Inversiones el 18 de Setiembre de 2010.

En noviembre del mismo año ante las demoras en la concreción de las obras definidas en el Plan de Transporte y en particular la ET Ayacucho, el ENRE aprueba en su Res

588/2010 la construcción de la ampliación provisoria en la ET Estática Sur condicionada a la energización de la Estación a construir.

El 7 de Diciembre de 2011 El ENRE convoca a Audiencia Pública para analizar el otorgamiento del Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública de la Solicitud de Ampliación al Sistema de Transporte presentada por TRANSNOA S.A.

Se realiza la Audiencia Pública el 26 de Enero de 2012 en el Swiss Hotel Metropol. La Instrucción correspondió al ENRE. Los Participantes fueron TRANSNOA S.A.; EDET S.A.; Sindicato de Luz y Fuerza; Dirección de Industria y Energía; Ente Provincial Regulador de Energía de Tucumán; Universidad Tecnológica Nacional; Frente de Organizaciones de Defensa al Consumidor (FODECUS): Alejandra Arrieta; Representación de la Defensoría del Pueblo: Ing. Vilte Grande.

Consta en el registro taquigráfico que en el transcurso de la Audiencia no se registraron objeciones a la realización de las obras. Como consecuencia de esto el ENRE, a través de su Res N° 137/2012 resuelve otorgar el Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública para las obras analizadas y remitir notificación a todos los actores intervinientes.

El 14 de Setiembre de 2012 la Municipalidad de San Miguel de Tucumán sancionó la Ordenanza N° 4477 por medio de la cual se autorizó la excepción a las disposiciones del Código de Edificación Urbano.

EL 26 de Setiembre de 2012 debido a un error material en la publicación del Edicto y en conocimiento de la oposición de un grupo de vecinos a la realización de la obra, el ENRE resuelve declarar nula la publicación efectuada para la Res ENRE N° 410 y suspender el CCyNP hasta tanto se sustancie nueva Audiencia Pública (Res ENRE 271/2012).

EL 23 de octubre de 2013 por Resolución 293/2013 el Ente Nacional Regulador de la Electricidad resuelve levantar la suspensión dispuesta en la Resolución 271/2012 (Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública otorgado mediante la Resolución ENRE 137/2012, hasta tanto se sustancie nueva Audiencia Pública) y modifica el Artículo 1° de la Resolución ENRE 137/2012, cambiándole el nombre al Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública para la Solicitud de Ampliación al Sistema de Transporte presentada por la “Empresa de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal del Noroeste Argentino S.A.” por requerimiento del Ministerio de Economía de la Provincia de Tucumán que comprende 2 campos de línea de 132 kV en la ET Cevil Pozo, el Cable Armado Subterráneo (CAS) 132 kV Estática - Avellaneda de una longitud de 4,7 km., 1 campo de 132 kV en la ET Avellaneda, y 1 campo de 132 kV en la ET Estática, en la provincia de Tucumán, excluyendo a la ET Ayacucho.

A este respecto, corresponde señalar que la ET Tafí del Valle se encuentra habilitada comercialmente y en normal funcionamiento, bajo la operación de los diferentes operadores, conforme a los límites jurisdiccionales de las instalaciones. En relación a la

ET Ayacucho y el vínculo entre ET Ayacucho – ET Avellaneda, corresponde manifestar que la obra se encuentra suspendida, encontrándose en poder de la Provincia la provisión de todo el equipamiento de Alta Tensión referente a las obras mencionadas, siendo que la obra civil se encuentra paralizada.

La Provincia de Tucumán procedió a la emisión de la Ley 8832 por medio de la cual se faculta al Poder Ejecutivo de la Provincia a celebrar con EDET un Acta Acuerdo (cuyo modelo se aprobó en la Ley) con el objeto de dar cierre a las obras con provisión y montaje de la ET Tafí del Valle, la ET Ayacucho, el Cable Armado Subterráneo de 132kV Avellaneda y Ayacucho y obras conexas. La mencionada Acta Acuerdo finalmente se suscribió en fecha 26/11/2015.

De otra parte, teniendo en cuenta la habilitación legal que surge de la Ley 8342 (art. 9) en cuanto faculta al Poder Ejecutivo a establecer con EDET S.A. pautas que posibiliten la incorporación de obras de Transporte al plan de inversiones obligatorias de la Distribuidora, que pudiera resultar de cada Revisión Tarifaria Integral (RTI), las que podrían ser solventadas con los recursos previstos en la presente Ley y la propia RTI, lo que así sucedió en la Revisión Tarifaria Integral del año 2013 que concluyó con la emisión de la Resolución N° 139/2013 se dictó el Decreto N° 3300/2015 por medio de la cual se autorizó al Ministerio de Desarrollo Productivo a celebrar una nueva Acta Acuerdo por medio de la cual se incorporan al Plan de Inversiones Obligatorio de la Distribuidora una serie de obras de transporte por distribución troncal, las que serían ejecutadas en virtud de los recursos referenciados en los mencionados instrumentos. Las obras incorporadas al Plan de Inversiones Obligatorios de EDET son: (i) ET Independencia y Campos de Salidas LAT de 132 kV. (ii) LAT DT y/o CAS DT 132 kV ET Independencia – ET Manantial. (iii) ET Manantial 2x30 MVA 132/13,2 kV. (iv) Ampliación ET Tucumán Norte – Campo de Salida de LAT de 132 kV. (v) CAS de 132 kV ET Tucumán Norte – ET Sarmiento 2. (vi) ET Sarmiento 2 2x 30 MVA 132/13,2 kV. (vii) ET Leales 2x30/30/30 MVA 132/33/13,2 kV. (viii) Vínculo de 132 kV entre la futura DT 132 kV Bracho – Villa Quinteros y la ET Leales. El Acta Acuerdo fue suscripta en fecha 23/12/2015 y la misma se encuentra en ejecución. Particularmente se encuentran en trámite la adquisición de los inmuebles necesarios para la radicación de las mencionadas instalaciones.

### **Convergencia Tarifaria**

Con esta nominación se implementó durante los años 2014/2015 el **Programa de Convergencia de Tarifas Eléctricas y Reafirmación del Federalismo Eléctrico**.

En ambos casos (2014/2015) la adhesión de la Provincia y de EDET S.A. se instrumentó a través de 4 documentos:

- el Convenio Marco suscrito entre la Provincia y el Gobierno Nacional
- el Convenio Instrumental
- El Convenio de Aplicación

- Actas Acuerdos, tanto en el año 2014 como en el año 2015, entre la Provincia y EDET SA por medio de las cuales la Empresa se comprometía a adherir al programa de convergencia tarifaria consintiendo (en ambos periodos) la suspensión de los incrementos tarifarios al 32/12/2013, mientras que la Provincia se comprometía a emitir todos los actos necesarios para garantizar la vigencia del contrato de concesión, implementándose - en lo fundamental - un sistema de compensación entre lo que efectivamente recibiera la empresa en virtud de la adhesión al programa para destinarlo – exclusivamente - a las inversiones destinadas al sistema de distribución y los ingresos que le hubieran correspondido de haberse sancionado los cuadros tarifarios conforme a la metodología de revisión tarifaria prevista en el contrato de concesión, de modo que, de haber recibido ingresos en exceso de los que le hubieran correspondido de haberse concretado las revisiones tarifarias, tales montos resultantes constituirían un crédito a favor del gobierno provincial, mientras que si hubieran resultado en defecto, la provincia se comprometió a reconocer los mismos.
- Asimismo, el Estado Provincial calificó como subsidios los ingresos provenientes del programa de convergencia tarifaria, lo que, a su vez, produce efectos impositivos vinculados al Impuesto al Valor Agregado (IVA), lo que, por otra parte, motivó el requerimiento de una opinión vinculante a la AFIP, para que convalidara la opinión de la Empresa en tal sentido.
- Los instrumentos correspondientes a la adhesión provincial en ambos casos fueron aprobados por leyes provinciales (Leyes 8677 y 8770).
- A través del programa de convergencia tarifaria 2014 el gobierno nacional se comprometió a remitir fondos por MM\$200, destinados a inversiones en el sistema de distribución (MM\$160) y de transporte (MM\$40), sin perjuicio de las readecuaciones menores que se hicieran respecto de algunas obras y de los desembolsos que efectivamente se concretaron durante el año 2014.
- En virtud del programa de convergencia tarifaria 2015 el gobierno nacional se comprometió a remitir fondos por un total de MM\$300, siendo destinados a inversiones en el sistema de distribución (MM\$200) y a Obras de mantenimiento (MM\$100).

### **Aplicación de Sanciones**

Por aplicación de las cláusulas respectivas del Contrato de Concesión, el Regulador emitió resoluciones de aplicación de sanciones por Calidad de Servicio, a partir del comienzo de la denominada Etapa 2. Nos referimos a este tema en el apartado titulado RÉGIMEN SANCIONATORIO.

Asimismo, se aplicaron sanciones por ciertos atrasos en la terminación de obras comprendidas en las Inversiones Obligatorias. Nos referimos a este tema en el apartado INVERSIONES COMPROMETIDAS.

## Intervención Judicial en el Régimen Tarifario

\* Con motivo del proceso judicial de amparo iniciado por los actores José Manuel Cano y el Movimiento de Usuarios Autoconvocados contra del Estado Nacional y el Ente Regulador de la Provincia cuestionando la Resolución SE 1169/08, el Juzgado Federal N° 1 de Tucumán dictó una medida cautelar suspendiendo la aplicación de los aumentos tarifarios dispuestos por la Secretaría de Energía en fecha 18/2/09. Actualmente el proceso se encuentra en trámite ante el Juzgado Federal N° 1 de la Provincia de Tucumán

\*En el orden provincial la Cámara Contencioso Administrativa, Sala II, dispuso en fecha 19/03/09 la suspensión de ejecutoriedad de los arts. 8 y 9 de la Resolución EPRET N° 563/2008 en cuanto disponían el cobro retroactivo de la tarifa oportunamente sancionada por el Ente Regulador como consecuencia de la variación del Valor Agregado de Distribución.

En fecha 29 de julio de 2015 se dictó sentencia, en la que se resolvió, en lo específicamente atinente: (i) Rechazar la acción de amparo entablada por el Movimiento de Usuarios Autoconvocados – Asociación Civil, por falta de legitimación procesal. (ii) Hacer lugar a la demanda interpuesta por José Manuel Cano en contra de la Provincia de Tucumán y el Ente Provincial Regulador de Energía de Tucumán, y declarando la nulidad de los artículos 7, 8, 9 y 10 de la resolución EPRET 563/08, todo ello sólo en relación al actor José Manuel Cano. Actualmente, se tramita el recurso de casación interpuesto por EDET y el Ente Regulador ante la Corte Suprema de Tucumán.

\*En los autos caratulados “Unión de Consumidores y Usuarios Nuestra Señora Del Valle Asociación Civil c/ EDET S.A., ERSEPT y Gobierno de la Provincia de Tucumán S/ Contencioso Administrativo. Acción Colectiva de Reclamo. Incumplimiento Contractual” en Cámara en lo Contencioso Administrativo, Sala III. Expte. N°143/14 del 01/04/2014. La Asociación interpone una Acción colectiva de reclamo por cobro de pesos y/o reintegro de pago indebido y/o incumplimiento contractual. Fundamentan la acción en supuestos errores de cálculos en todos los ajustes tarifarios del servicio de energía eléctrica en la Provincia de Tucumán, determinados por la DEP y el EPRET (hoy ERSEPT), aplicados por EDET S.A. y no controlados por el Estado Provincial.

En otras palabras, entienden que a partir de la Resolución 253/95 y hasta el ARI (2007) se utilizó una fórmula polinómica que difiere de la dispuesta en el Anexo 2 del Contrato de Concesión, resultando por tanto cuestionables todos los ajustes tarifarios llevados a cabo en dichos períodos. Entienden que ello conlleva la nulidad absoluta e insubsanable del acto administrativo fundado en dicho vicio.

La actora manifiesta que el error se habría subsanado a partir del Acta de Renegociación Integral (ARI).

El Ente Regulador y la Distribuidora interpusieron excepciones de previo y especial pronunciamiento (caducidad de la acción y prescripción). El Tribunal dispuso diferir el pronunciamiento de prescripción para el dictado de la sentencia definitiva y rechazó la

excepción de prescripción de excepción de la acción contencioso administrativo. El Ente Regulador y EDET interpusieron recurso de casación por ante la Corte Suprema de Justicia de la Provincia, encontrándose tal recurso en estudio de su admisibilidad.

En relación al fondo del asunto, manifestaron que no se produjo modificación alguna al Contrato de Concesión y la aplicación del régimen tarifario se realizó conforme a las previsiones del Pliego de Bases y Condiciones de la Licitación, del Contrato de Concesión y del Marco Regulatorio Eléctrico y que la metodología de cálculo aportada por la actora adolece de cuestionamientos e inconsistencias que, inclusive, podría generar una deuda a favor de la propia Concesionaria.

### **Convenios colectivos de trabajo**

Los convenios vigentes y las condiciones de su vigencia, son:

**APUAYE EDET S.A.:** Por Resolución N° 548/2011 se homologa el Convenio Colectivo de Trabajo de Empresa con sus Anexos, celebrados entre la Asociación de Profesionales Universitarios del Agua y la Energía Eléctrica y La Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán Sociedad Anónima (EDET S.A.), conforme lo dispuesto en la Ley de Negociación Colectiva N° 14.250 (t.o. 2004). Con una duración de tres (3) años a partir del primero de abril de 2011 y renovables.

Por Resolución 78/2016 se homologo y registro el Acta Acuerdo de abril de 2015, donde las Partes acuerdan que la escala de "Sueldo Básico Mensual de los distintos niveles de remuneración se incrementarán en un 7% a partir del 1° de abril de 2015 y en un 7% a partir del 1° de junio del año 2015, ambos incrementos adicionan el 6% acordado en el mes de febrero y serán no acumulativos con base en el SBM de diciembre de 2014. Adicionalmente, un pago por única vez de naturaleza no remunerativa, a todos los efectos legales y convencionales, equivalente al 4,5% de la remuneración normal, habitual y permanente de cada trabajador a efectivizarse conjuntamente con la remuneración del mes de mayo de 2015.

**FATLyF - EDET S.A. Por Disposición N° 69/2008 se homologa el Convenio Colectivo de Trabajo de Empresa celebrado entre la Federación Argentina de Trabajadores de Luz y Fuerza, el Sindicato de Luz y Fuerza de Tucumán y la Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán Sociedad Anónima, que conforme a lo dispuesto en la Ley de Negociación Colectiva N° 14.250 (t.o. 2004). Con una duración de dos años renovables.**

En el mes de enero de 2016 se firmó un nuevo Convenio Colectivo de Trabajo que aún no se ha homologado con plena vigencia a partir de la firma del mismo con una duración de tres (3) años renovables total o parcialmente. Como disposición relevante crea, por el Artículo 13, la Comisión de Relaciones Laborales (CRL), para mantener la mayor armonía en las relaciones laborales y en los lugares de trabajo, con el propósito de asegurar el progreso de LA EMPRESA y sus trabajadores, el mantenimiento de la fuente de trabajo, el mejoramiento de la calidad de vida laboral, la claridad de la normativa que las regula y la normal continuidad del servicio.



## EVALUACION DE LA GESTION TECNICA

### Características Generales del Mercado Abastecido

En el cuadro siguiente se indican los valores de demanda de potencia máxima y energía ingresada anual para el período 2014, elegido por ser el que registró la máxima demanda histórica de EDET.

El valor del tiempo de utilización resultante resulta levemente bajo y típico de una empresa con un mercado dominante residencial.

<b>Energía ingresada</b>	GWh	2853
<b>Demanda máxima</b>	MW	612
<b>Tiempo de utilización</b>	h/año	4661

En relación a la superficie del área de concesión (22524 km<sup>2</sup>) EDET S.A. muestra una alta concentración de clientes por kilómetro – sólo superada por las grandes distribuidoras del Área Metropolitana - lo que se corresponde con la densidad de población de la Provincia, históricamente la mayor del país.

Se indican en la tabla siguiente, las cantidades de clientes y la energía facturada por tipo, y su participación porcentual, para el año 2014.

Se observa que:

- La energía facturada a clientes de uso residencial y general (demandas de hasta 10 kW) representan el 62% de la facturación.
- La participación de la demanda comercial e industrial incluyendo los grandes usuarios representa un 24% de la energía abastecida.
- Los grandes usuarios representan solamente un 9% de la energía facturada.

Por lo expuesto la composición de la demanda de EDET es dominante residencial, con demanda máxima en punta, lo que se refleja en el tiempo de utilización obtenido.

Asimismo, la mayor parte de la energía se distribuye a nivel de Baja Tensión.

## CLIENTES y ENERGÍA

Tipo de cliente		Cantidad	Energía facturada	
		N°	GWh	%
<b>Residencial</b>  [kWh/bim]	<= 1000	373.871	922,5	36%
	>1000 y <=1400	29.712	205,1	8%
	>1400 y <=2800	17.417	184,0	7%
	> 2800	1.382	31,8	1%
<b>General &lt;</b> <b>10kW [kWh/bim]</b>	<4000	42.868	194,9	8%
	>= 4000	1.939	77,0	3%
<b>Ado. Público</b>		5.485	104,1	4%
<b>Comercial e Industrial</b>	≥10y<300 kW	3.999	390,3	15%
<b>GGUU</b>	≥ 300 kW	85	242,5	9%
<b>PAFTT</b>		46	242,4	9%
<b>Total</b>		<b>476.804</b>	<b>2.595</b>	<b>100%</b>
Pérdidas de Energía			258	<b>9,05%</b>

Las pérdidas resultantes de los valores de energía ingresada y facturada son 9,05%, valor destacable considerando las características de la clientela abastecida, la escasa participación de la demanda en MT, y las redes de distribución preponderantemente aérea, como se evaluará en puntos específicos de este Informe.

## EVOLUCIÓN DE LAS INSTALACIONES Y CARACTERÍSTICAS DE LAS MISMAS

### DATOS GENERALES DE MT Y BT

Se ha recibido información detallada sobre las instalaciones a partir del año 2001. Consecuentemente, se analiza la evolución de las instalaciones en la segunda y tercera de las etapas en que hemos dividido, para su estudio, el período de gestión.

Año	Evolución Histórica														
	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Líneas BT	5600	5727	5775	6759	6829	7000	7080	7128	7179	7233	7300	7434	8514	8694	8830
Líneas MT	4800	4830	4839	5327	5436	5529	5562	5583	5615	5653	5686	5788	6063	6118	6165
SET	4870	4889	4929	5095	5182	5334	5528	5633	5811	5944	6299	6535	6574	6774	6971
MVA INST	638	665	667	659	664	814	856	826	858	874	861	864	866	1102	1175

El crecimiento de la red en el período 2002-20015 se expresa como sigue (el denominador corresponde a 2001):

$$\text{Red de BT (km): } 6829 / 5600 = 1,219$$

$$\text{Red de MT (km): } 5436 / 4800 = 1,132$$

$$\text{SET: } 5182 / 4870 = 1,064$$

$$\text{MVA Inst.: } 664 / 638 = 1,040$$

El factor de crecimiento de la demanda máxima en el período es 1,161, representativo del impacto de la crisis de 2002 y la recuperación posterior. El mayor crecimiento de la red de BT estaría indicando la incorporación de nuevas áreas electrificadas. El incremento de nuevas subestaciones y potencia instalada no acompañó la demanda.

El crecimiento de la red en el período 2006-2015 se expresa como sigue (denominador corresponde a 2005):

$$\text{Red de BT (km): } 8830 / 6829 = 1,293$$

$$\text{Red de MT (km): } 6165 / 5436 = 1,134$$

$$\text{SET: } 6971 / 5182 = 1,345$$

$$\text{MVA Inst.: } 1175 / 664 = 1,769$$

El factor de crecimiento de la demanda máxima en el período es 1,882, **lo que estaría indicando un crecimiento algo insuficiente de las redes, y un incremento levemente menor de la potencia instalada en SET.**

El mayor crecimiento de la red BT en relación a la red MT se debe a la incidencia de la corrección de inventarios de la red de BT en el año 2013 a partir de la utilización del GIS para realizar el mismo (Se detectaron cerca de 800km. adicionales respecto del inventario histórico) por lo que los crecimientos de red reales son compatibles.

## RED DE MT

### Red subterránea

Longitud total: 293 Km.

- Baja proporción de cables papel aceite, por lo que se presume un bajo nivel de obsolescencia.
- 90 Km aproximadamente tendidos en zona rural. Se considera evitable, excepto en primer tramo de salida de Estaciones Transformadoras o Centros de Rebaje con equipamiento de interior.

### Red Aérea

Longitud total: 5867 Km.

- Predominio de líneas de diseño convencional, con conductor AL/AC.

#### Líneas Aéreas urbanas

- Secciones de Conductor principales: 50/8, 70/12 y 95/15 AL/AC, con una extensión de 1900 km.
- más de 150 Km de líneas urbanas con conductor protegido.

#### Líneas Aéreas rurales

- Secciones de conductor predominantes 35/6 y 50/8 AL/AC, con una extensión de 2700 Km
- Se destaca el uso de conductor de AL/AC, por su mejor comportamiento mecánico y ante sobrecargas y cortocircuitos.

## RED DE BT

- Aérea rural 4140 Km – Predominio de líneas de diseño convencional.
- Aérea urbana 4140 Km – Predominio de líneas con conductor preensamblado.
- Subterránea rural 35 Km (evitable).
- Subterránea urbana 464 Km.

## TRANSFORMADORES MT/BT

**Cantidad total= 6971.**

- Potencias Predominantes.
  - 13,2 kV Aérea - 10, 16, 25, 40, 63, 100, 160, 200, 315 KVA - OK
  - 33 kV Aérea – 16, 25, 40, 63, 100, 160, 315 KVA - OK
  - 13,2 cámara - 630 kVA

Se observa la aplicación de una gran diversidad de potencias de transformación.

Se reconoce una utilización adecuada de módulos para instalaciones aéreas.

Poca aplicación de transformadores monofásicos 7620V en zonas rurales, y alimentados desde **red sin neutro corrido, que en algunas áreas puede no resultar conveniente.**

## **CANTIDAD DE CIRCUITOS**

### **Red de 13,2 kV**

- Alimentadores aéreos = 303
- Alimentadores Subterráneos= 49

Se observa una adecuada cantidad de alimentadores, en relación con la demanda total y las extensiones por circuito. Resultan aproximadamente 2 MW por circuito, 6 km de extensión para red subterránea, y 18 para red aérea considerando ramales y troncal.

### **Red de 33 kV**

- Alimentadores aéreos= 12 (no hay alimentadores subterráneos).
- Centros de rebaje 33/13,2 kV
- Cantidad = 104
- Potencia instalada total = 243 MVA

Potencia instalada promedio por centro de rebaje = 2,4 MVA. Si bien las potencias deben ser diversas para adaptarse a la demanda de las distintas áreas alimentadas, el valor medio resulta razonable.

Potencia de CR por alimentador de 33 kV = 20 MVA. La potencia es algo elevada aún sin considerar otras cargas en 33 kV, considerando las secciones de conductor MT utilizadas.

## **EQUIPOS DE MANIOBRA**

- Interruptores MT: 1.400. A razón de 4 interruptores por circuito, cantidad relevante.
- Reconectores: 236. A razón de 0,8 por circuito aéreo, cantidad algo escasa.
- Seccionalizadores: 13. Cantidad por alimentador aéreo muy escasa.
- Seccionadores: 11.414. A razón de Uno cada 0,5 Km – Adecuado.

## Análisis de la Adaptación Técnico Económica de las Inversiones

Para la RTI del año 2010, se realizó un estudio de la red de EDET, con el objeto de determinar las instalaciones y redes de MT y BT, técnicas económicamente adaptadas a la demanda.

En el cuadro siguiente se realiza una comparación de las cantidades totales entre la red real y la las obtenidas para la red adaptada.

	REAL	ADAPTADA
Red MT	5867	5653
Red BT	7133	7233
Cantidad de CT MT/BT	5776	5544

Se observan diferencias que son habituales entre la red real y los resultados del proceso de adaptación No se considera necesario realizar un análisis mayor del proceso de adaptación ya que el mismo tiene solo carácter teórico para la determinación del valor del VAD.

Respecto de las secciones y módulos de transformación utilizados se comenta lo siguiente:

- **Red de cable subterráneo MT:**

- Secciones utilizadas en 13,2 kV: 3x1x185/50 Al/Cu XLPE  
3x1x300/50AL/Cu XLPE
- Secciones utilizadas en 33 kV: 3x1x185/50 Al/Cu XLPE  
3x1x150/50AL/Cu XLPE

**La relación de secciones es adecuada en 13,2 kV, no así en 33 kV, que son similares.**

- **Red de línea aérea MT:**

- Secciones utilizadas en 7,6 kV: No se emplea mayormente.
- Secciones utilizadas en 13,2 kV: 35/6 Al/Ac  
Convencional 50/8 Al/Ac
- Secciones utilizadas en 13,2 kV: 120 Al  
Protegido
- Secciones utilizadas en 33 kV: 50/8 Al/Ac  
Convencional 70/12 Al/Ac
- Secciones utilizadas en 33 kV: 95 Al  
Protegido

Se observa que la utilización de redes trifásicas con neutro y ramales monofásicos, la opción más económica para electrificación rural, no se emplea. Esto es consecuencia de la existencia de puesta a tierra en 13,2 kV con reactor formador de neutro, con una impedancia homopolar relativamente alta.

- **Red de línea aérea BT:**
  - Preensamblado: 3x50/50 AI  
3x95/50 AI

Las opciones de sección utilizadas son adecuadas

- **Transformadores MT/BT:**
  - Plataforma 7,6/BT: Poco uso (por las causas antes expuestas).
  - Plataforma 13,2/BT: 25 kVA  
63 kVA  
100 kVA  
160 kVA  
315 kVA  
  
500 kVA

**Se destaca el poco uso de 7,6/BT y de Potencias bajas < 25kVA, para atender demandas rurales, y también la no utilización de transformadores de 200 o 250 kVA.**

- Plataforma 33/BT: 100, 160 y 315 kVA.
- Cámaras 13,2/BT: 630 kVA.

**Para un mejor aprovechamiento de las cámaras, podrían usarse transformadores de 1000 kVA, fundamentalmente en centros urbanos de alta densidad.**

- **Cantidad de circuitos MT**

Se determinó la carga máxima promedio por circuito de MT, considerando un incremento por asimetría de demanda entre circuitos de 1.2, resultando la relación en 2015 mayor que en 2005.

<b>Año</b>	<b>2005</b>	<b>2015</b>
Pot. Máx.	323	608
Cant. Circuitos	273	364
Carga máxima promedio por circuito	1.41 MW	2 MW

**La carga media por circuito se ha incrementado, no obstante lo cual, se encuentra todavía en valores técnico económicos convenientes.**

## Evolución de la Demanda Máxima, Energía ingresada, Cantidad de Clientes y Pérdidas

### DEMANDA MAXIMA

Entre 1995 y 2015 subió de 280 a 608 MW, totalizando un 117%, con un promedio del 4% anual. Típico crecimiento de Argentina.

Año	1.995	1.996	1.997	1.998	1.999	2.000	2.001	2.002	2.003	2.004	2.005
Potencia (MW)	280	258	252	267	269	271	278	278	295	312	323

Año	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Potencia (MW)	372	394	405	446	453	518	539	600	612	608

En particular se destacan crecimientos interanuales relevantes en 2011 y 2013, que estarían evidenciando una modificación del hábito de consumo, presumiblemente asociada a mayores exigencias climáticas y la consecuente propensión al uso de aire acondicionado favorecido por las tarifas bajas.

### ENERGIA INGRESADA

Creció de 1.167 GWh a 2.967 GWh, totalizando un 154%, demostrando una mejora del tiempo de utilización: promedio = 4,5% anual (pasó Tu de 4.167 hs a 4.920 hs). Esto también estaría marcando un cambio de la modalidad de consumo, mayor en horas fuera de punta, que se relaciona con lo observado en el punto anterior.

(GWh)	1.995	1.996	1.997	1.998	1.999	2.000	2.001	2.002	2.003	2.004	2.005
Total	1.167	1.200	1.322	1.347	1.394	1.436	1.461	1.410	1.542	1.663	1.741

(GWh)	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Total	1.892	2.031	2.085	2.167	2.271	2.386	2.618	2.808	2.802	2.967

### ENERGIA FACTURADA

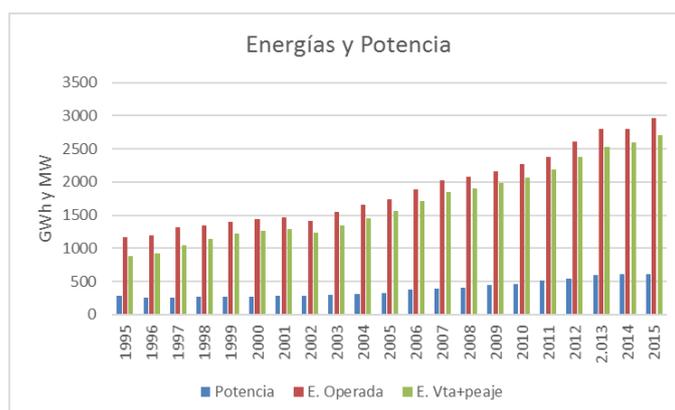
La energía de Ventas más peaje evolucionó de 878 a 2.455 GWh: un 170%. Registró un mayor crecimiento que la energía ingresada, por recuperación de pérdidas no técnicas.

La demanda residencial, más Servicios Generales, más AP constituye en términos de energía el 63,5% de la venta más peaje.

Año	1.995	1.996	1.997	1.998	1.999	2.000	2.001	2.002	2.003	2.004	2.005
Total Venta + peaje	882	918	1.042	1.135	1.219	1.263	1.284	1.236	1.345	1.452	1.556

Año	2.006	2.007	2.008	2.009	2.010	2.011	2.012	2.013	2.014	2.015
Total Venta + peaje	1.708	1.844	1.904	1.985	2.067	2.184	2.379	2.532	2.595	2.709





## CANTIDAD DE CLIENTES

La cantidad de clientes ascendió de 248,4 miles a 488,5 miles, es decir 96%, algo más de un 3% anual. Esto se ha producido debido al incremento del porcentaje de electrificación.

Por otra parte, este crecimiento ha sido menor que el de energía y potencia, evidenciando un aumento del consumo de energía promedio por usuario del 38%.

La potencia contratada en medianas y grandes potencias no ha sido reportada en forma completa.

Año	1.995	1.996	1.997	1.998	1.999	2.000	2.001	2.002	2.003	2.004	2.005
Total	248.443	267.196	276.572	292.194	303.108	312.559	318.874	318.389	324.761	343.728	357.208

Año	2.006	2.007	2.008	2.009	2.010	2.011	2.012	2.013	2.014	2.015
Total	371.130	385.026	397.149	409.879	420.514	435.680	449.833	464.513	476.804	488.519

## PÉRDIDAS

La evolución de pérdidas energéticas muestra una reducción, para todo el período de gestión, desde 26,6% en 1995 a 9% en 2015. Desde 1999 los valores están por debajo del 14%.

Las mejoras más impactantes tuvieron lugar, desde luego, en la primera etapa, es decir entre 1995 y 2001

El impacto de la gran crisis se observa también en el indicador de pérdidas, que tiene un leve incremento en 2003 y 2004.

Al inicio de la tercera etapa, a partir del 2005, las pérdidas totales se encuentran en un nivel inferior al 11,5 % lo que estaría implicando un nivel de pérdidas no técnicas inferior al 5%

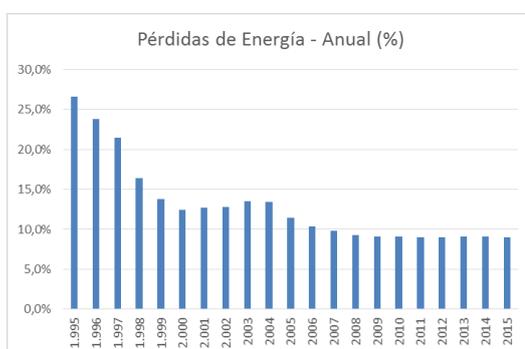
A partir de 2005 se retoma el sendero de reducción. **El nivel del 9% alcanzado en el 2009 es muy adecuado. Es destacable el nivel alcanzado ya que implica un nivel**

**de pérdidas no técnica de un 1 %**, asumiendo un nivel de pérdidas en las redes de MT, Transf. MT/BT, redes de BT y acometidas y medición de un 8%, de acuerdo a los análisis de las pérdidas que hemos podido analizar.

Asimismo, considerando que los valores presumibles de pérdidas no técnicas indicados son los mínimos típicos que se pueden obtener con una buena gestión, también los valores de pérdidas técnicas son adecuados, más considerando que la red aérea es dominante.

PERDIDA	1.995	1.996	1.997	1.998	1.999	2.000	2.001	2.002	2003	2004	2005
Anual (%)	26,6%	23,8%	21,5%	16,4%	13,8%	12,4%	12,7%	12,8%	13,5%	13,4%	11,5%

PERDIDA	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Anual (%)	10,4%	9,8%	9,3%	9,1%	9,1%	9,0%	9,0%	9,1%	9,1%	9,0%



## ANÁLISIS DE LAS TASAS DE AVERIAS

Evaluaremos la tasa de averías a partir de los datos disponibles desde 2006 hasta 2014, año que se disponen de datos completos.

Se consideran los dos tipos de red MT:

- Subterráneo Urbana
- Aérea Urbana y Rural

Las tasas de averías por km-año resultan:

Año	2006	2014
Subterráneo Urbana	$\frac{25}{112} = 0,22$	$\frac{254}{293} = 0,87$
Aérea Urbana y Rural	$\frac{4242}{5263} = 0,80$	$\frac{4200}{5867} = 0,7$

**La tasa de avería en líneas aéreas se mantiene en el mismo orden con un leve descenso, y la tasa de avería en cables MT subió sensiblemente.**

**Los valores exceden los niveles típicos esperados, considerado adecuada una tasa de 0,5 Av/km-año en red aérea MT, y 0,2 Av/km-año en red subterránea MT.**

## **ANALISIS DE LAS PRÁCTICAS DE MANTENIMIENTO**

EDET ha suministrado información relativa para actividades de mantenimiento preventivo y correctivo, según se indica a continuación:

- Disponibilidad de equipos de guardia para cada administración descentralizada.
- Disponibilidad de equipos técnicos para mantenimiento correctivo.
- Actividades de reparación de transformadores en forma tercerizada.

Respecto del mantenimiento preventivo se destaca:

- La actividad de TCT MT, que realizó para el total de la empresa con 488 trabajos en el año, evitando 1982 MVA de corte en el total de la empresa.
- Asimismo, se describen las pautas para la realización de las siguientes actividades:
  - Normalización de zonas (red BT y SET MT/BT).
  - Reemplazo de postación y aislación MT/BT.
  - Renovación de equipamiento de cámaras.
  - Cambio de cables papel aceite en red subterránea MT y BT.
  - Reemplazo de conductores de red aérea.

No se ha indicado la cantidad de acciones realizadas en los últimos años vinculadas con las actividades anteriores descritas y tampoco se ha descrito las actividades y sus frecuencias vinculadas a las rutinas de revisión, medición y monitoreo de red MT y BT, pero esto no ha impedido realizar la evaluación técnica.

## **ANALISIS DE INDICADORES DE CALIDAD DE SERVICIO Y PRODUCTO TÉCNICO**

### **EVOLUCION DE FMIK Y TTIK – INDICADORES MEDIOS.**

Se han tomado los tres tipos de red y la Evolución del FMIK para algunos años.

AÑO	URB AÉREA	URB SUBTE	RURAL
97/98	7,05	2,37	10,94
01	4,64	0,41	8,51
05	2,84	1,43	5,52
10	1,9*	0,47	5,98
15	2,21	0,77	6,34

**Se registra una mejora sustancial en los primeros años para luego mantenerse estable a partir de 2005.**

## EVOLUCION DE TTIK(HS) DESGLOSADO EN LOS TRES TIPOS DE RED

AÑO	URB. AER	URB SUBTE	RURAL
97/98	4,58	1,31	10,31
01	9,1	0,55	24,8
05	9,16	1,54	27,6
10	4,11	0,86	16,5
15	7,74	2,74	26,5

La relación entre TTIK y FMIK resulta para URBANA AEREA >3 hs; Subterránea urbana > 3 hs.; y para RURAL >4 hs.

En particular los valores de TTIK del 97/98 no parecen válidos, en relación con los tiempos por interrupción que resultan.

**No se observa una evolución de TTIK decreciente. Los tiempos medios por interrupción son elevados (de más de 3,5hs/interrupción).**

**Estaría indicando en la red subterránea de MT falta de reserva en algunos anillos.**

EL SAIFI y SAIDI solo se lleva a partir de 2010 por lo que no se analiza ya que teniendo la serie completa de FMIK y TTIK se puede evaluar la calidad media.

En cuanto a la evolución de los Indicadores globales ponderados de FMIK, se destaca:

Importante mejora entre 1995 y 2000, de 15,02 a 4,31

Estabilización años posteriores 2005 - 3,33

2010 - 2,90

2015 – 3,03

Respecto del TTIK:

Importante mejora entre 1995 y 2000 de 14,6 a 7,2

Estabilización años posteriores 2005 – 7,53

2010 – 6,28

2015 – 9,54 Se observa un crecimiento

En las tablas siguientes se indican también los valores de FMIK y TTIK para todos los años desde 1995.

**Se observa mejora en los primeros años y luego estancamiento a partir de 2005.**

**Se observa un crecimiento menor del cociente TTIK/FMIK (tiempo medio de reposición del servicio) en los últimos años.**

<b>Año</b>	<b>Interrupciones (Frecuencia Interrup. por KVA)</b>	<b>Interrupciones (Horas por KVA)</b>	<b>Tiempo medio por interrupción</b>
1994	15.02	14.60	1,0
1995	11.31	10.07	0,9
1996	8.38	7.57	0,9
1997	9.01	6.37	0,7
1998	6.64	6.84	1,0
1999	5.38	6.96	1,3
2000	4.31	7.20	1,7
2001	3.52	5.27	1,5
2002	3.66	6.46	1,8
2003	3.64	6.90	1,9
2004	3.27	7.22	2,2
2005	3.33	7.93	2,4
2006	2.93	7.60	2,6
2007	4.24	7.45	1,8
2008	2.92	6.11	2,1
2009	2.70	5.75	2,1
2010	2.90	6.28	2,2
2011	2.69	5.57	2,1
2012	3.50	7.71	2,2
2013	4.02	8.11	2,0
2014	3.48	9.80	2,8
2015	3.03	9.54	3,1

## ANÁLISIS DE LA CALIDAD DE PRODUCTO

Se han consignado las penalizaciones por año y el índice de actualización.

Periodo	Penalización Mensual media (\$)	Índice actualización
Junio – 2001	11.664	
2002	3.786	
2003	1.981	
2004	1.704	
2005	1.563	
2006	1.904	
2007	2.187	1,16
2008	5.848	1,66
2009	1.179	1,44
2010	1.867	1,75
2011	1.376	1,94
2012	2.165	2,0
2013	4.042	2,0
2014	13.024	3,42
2015	13.933	3,42

Se observa un incremento muy fuerte en 2014 y 2015.

Para evaluar los resultados de un punto de vista técnico se debería contar con:

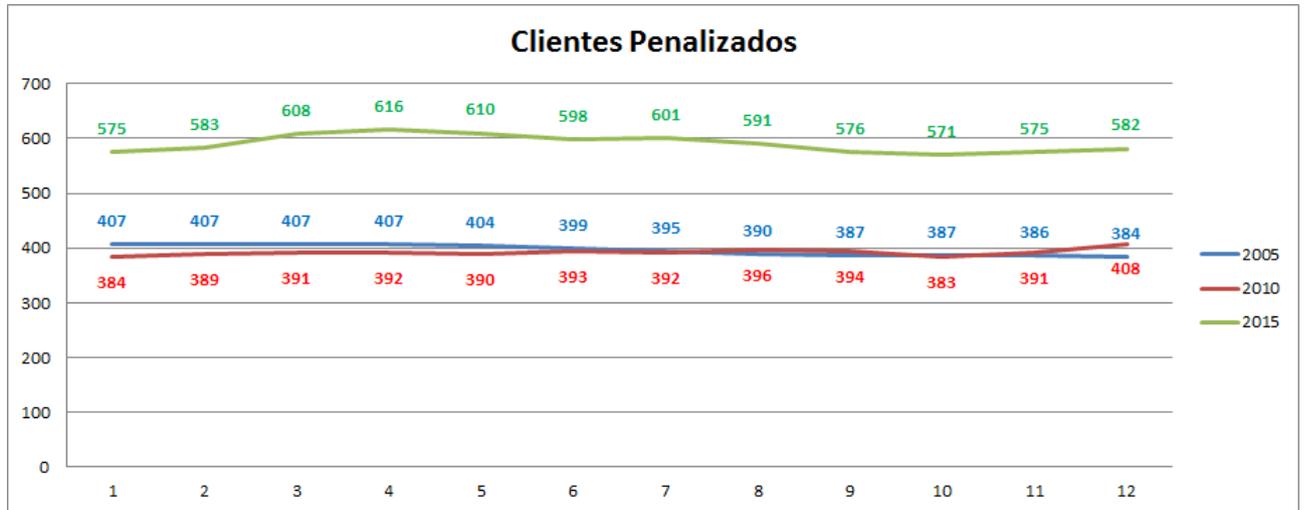
- Evolución del porcentaje de mediciones con desvío.
- Distribución rangos de desvíos.

### Respecto de las Penalizaciones Totales

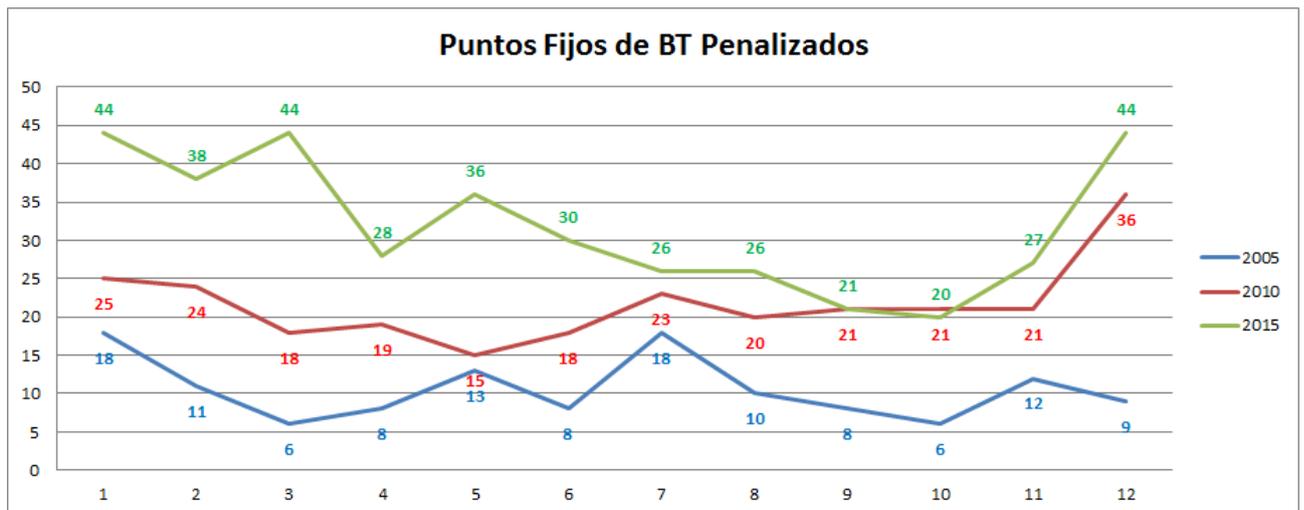
Los valores deberían estar desindexados, y referenciados al año 2000.

En el siguiente cuadro se muestra la cantidad de clientes penalizados para los años 2005, 2010 y 2015. Se observa que mientras en los años 2005 y 2010 los clientes penalizados

se mantenían en un valor cercano a 400, en el año 2015 la cantidad de clientes penalizados asciende a 600.



En cuanto a los puntos fijos penalizados, se encontraban en 2005 entre 8 y 18, en 2010 entre 15 y 36 y en 2015 entre 20 y 44.



Los dos gráficos analizados estarían indicando un nivel decreciente en la calidad de producto recibida por los clientes.

Esta circunstancia puede haber sido producida por el crecimiento desmedido en el uso del aire acondicionado motivado en las tarifas reducidas (generación + transmisión + distribución).

## REVISIÓN DE NORMAS TÉCNICAS Y DE MEDIO AMBIENTE

### Revisión de Normas Técnicas

La empresa EDET ha suministrado las siguientes normas técnicas:

- 7.1 - Diseño de cámara transformadora hasta 630 kVA.
- 7.2 - Diseño de distribución con cable subterráneo.
- 7.3 - Diseño constructivo con cable preensamblados.
- 7.4 - Especificación técnico diseño de Distribución de MT y BT de zonas rurales.
- 8.1 - Estaciones de rebajes aéreas de 33/13,2 kV.
- 8.2 - Líneas aéreas preensambladas de BT.
- 8.3 - Líneas aéreas protegidas de 13,2 kV.
- 8.4 - Manual líneas aéreas convencionales de 33 kV.
- 8.5 - Manual de líneas aéreas convencionales 13,2 kV.
- 8.6 - SET 33 KV aérea - SET 13,2 kV aérea.
- 8.7 - Manual líneas aéreas protegidas.
- S/N-Acometida monofásica.
- S/N-Especificación de acometida trifásica para potencias mayores a 50 kW.
- S/N-Tabla de capacidades

Se procede a revisar y comentar cada una de ellas.

#### **Norma 7.1. Cámaras transformadoras hasta 630 kVA.**

**Alcance obra civil:** Estación 13,2/0,4 kV- Hormigón Armado.

Establece condiciones generales de establecimiento y particulares de construcción: dimensiones, materiales, requerimientos mecánicos, excavaciones, puesta a tierra, fosa colectora, piso y paredes, techo, tapas y puertas de acceso caños y canales, ventilación, accesos.

Se adjunta planos de construcción, dos tipos básicos:

- a) Subterránea.
- b) A nivel.

Planos con adecuado detalle.

**La construcción subterránea en vía pública, existente en las normas, es una solución que la empresa no aplica más.**

### **Norma 7.2 Diseño de distribución con cable subterráneo.**

Comprende instalaciones de MT y BT. Alcance: proyecto, instalación y puesta en servicio.

#### MT

- Contiene condiciones de estructuración de las redes, de instalaciones MT – incluye 13,2 kV y 33 kV - con cables unipolares secos.
- Detalla dimensiones de Zanjas, distancias y profundidades de instalación.
- Previsión de tendido simplemente enterrado y en ducto.

#### BT

- Condiciones estructurales de red, cables de aluminio secos, tetrapolares, condiciones para instalación de gabinetes y cajas, puesta a tierra, acometidas, empalmes y conexiones, alimentación al alumbrado público.
- Condiciones constructivas de los pilares.
- Además, condiciones de proyecto de red subterránea.
- Referenciado a las reglamentaciones de la AEA.

#### MT y BT

Recomendaciones de tendido. Ensayos, documentación técnica, materiales homologados, manipuleo y transporte. Normas.

#### Anexos.

- A- Distribución en barrios residenciales. MT + BT.
- B- Planos constructivos de MT.
- C- Planos constructivos de BT.

### **Norma 7.3 Diseño de distribución con cables preensamblados**

- Redes aéreas de BT construidas exclusivamente con cable preensamblado.
- Red de MT con Postación H<sup>m</sup>–Detalle de condiciones de montaje y planos estándar
- SET. Aéreas hasta 160 kVA- Transformadores en aceite D y  $11 \pm 5 \%$ .
- Salidas BT – 4. – medición integradora por SET.

Protecciones MT y BT fusibles + MT descargadores OZ puesta a tierra 10 □ de seguridad y servicio

Incluye Características constructivas y Planos constructivos.

- Red BT Postación Retención H<sup>m</sup> pasante H<sup>m</sup> y madera.
- Altura de montaje mayor en barrios críticos (para evitar conexiones clandestinas) – cables 3 x 95/50 Al. Conectores – tipo cuña y dentados herméticos- Adjunto planos de montaje.
- Alumbrado público

Con cable de Alumbrado Público (propiedad municipal), planos de montaje, adjuntos.

- Factibilidad – Requisitos de análisis.
- Presentación de proyecto – Requisitos.

#### **Norma 7.4 Diseño de MT y BT – zonas rurales.**

- Red MT: H<sup>m</sup> retención – pasante madera.
- Trafos: Herméticos D Y 11 trifásicos y Monofásicos – potencia hasta 40 kVA.
- Salidas: 2. – Cu 3x35 /16.
- Protecciones: Seccionador Fusible MT + Desconectador MT.
- Uso de Interruptor. Termomagnético lado BT.

#### **Planos anexos**

- Red de BT Retención H<sup>m</sup> + pasante madera.
- Conductores 3x50/50 Al.
- Alumbrado Público: cable independiente 2x25 Al preensamblado
- Planos constructivos e indicaciones de forma de presentación de proyectos.

#### **Conclusiones sobre el grupo de normas 7:**

- **Normas integradas por área de aplicación con condiciones de proyecto, diseño, construcción y ensayo, para red MT – SET. Red BT y Alumbrado Público.**
- **EDET aplica mayores condiciones de seguridad con el uso de postación de H<sup>m</sup> en zona rural debido a las exigentes condiciones climatológicas.**
- **Normas completas y autosuficientes.**

## **Normas 8. Ejecución de obra – Requisitos.**

Adjunto: Planos MT – Incluye:

- Línea protegida con separadores (Hendrix).
- SET plataforma biposte.
- Planos de BT preensamblado.
- Planos Alumbrado Público - Separado.
- Diseño de red BT.
- Acometidas.

Adicionalmente EETT – materiales

- Seccionador fusible MT In 100 A 7 kA<sub>sym</sub> 13,2 kV y 33 kV 7kA<sub>sym</sub> 5 kA<sub>sym</sub>
- Descargador de Óxido de Zinc para 13,2 y 33 kV.
- Conductor protegido 50 y 120 Al para 13,2 kV y 33kV.
- Accesorios de redes protegidas 13,2 kV y 33 kV.
- Aisladores de MT (retención y suspensión) material orgánico.
- Aisladores de MT perno sintético.

### **Norma 8.1 Estaciones de rebaje 33/13,2 kV.**

Descripción de unidades constructivas y planos de montaje de estaciones 33/13,2 kV – construcción rural tipo plataforma biposte potencia hasta 630 kV.

### **Norma 8.2 Líneas aéreas preensambladas de BT.**

Descripción de unidades constructivas y planos de montaje para líneas aéreas preensambladas de BT – sección hasta 3 x 95/50 Al.

Postación H<sup>m</sup> Retención – Pasante H<sup>m</sup> / madera Contempla disposición en pared, No se utiliza rienda.

Gran cantidad de planos y variantes constructivas.

Incluye línea de BT montada en poste de MT.

### **Norma 8.3 Líneas aéreas protegidas de 13,2 kV.**

Descripción de unidades constructiva y planos de montaje para líneas aéreas protegidas de 13,2 kV- con perchas (tipo Hendrix) conductores protegidos de 50 y 120 Al.

Detalle de puesta a tierra.

### **Norma 8.4 Líneas aéreas convencionales de 33 kV**

Descripción de unidades constructivas y planos de montaje para líneas aéreas convencionales de 33 kV.

Tipo de construcciones con, perno rígido y suspensión. Uso de hilo de guarda

Postación H<sup>m</sup> – conductor Al/Ac–

**Práctica desaconsejable: uso de aislador de Perno rígido con poste de H<sup>m</sup> y cruceta de Hierro, por su peor rigidez dieléctrica ante sobretensiones atmosféricas. En la actualidad se está aplicando postación de hormigón con aislación polimérica y sin hilo de guardia.**

Hilo de guarda: se recomienda revisar necesidad y conveniencia de su uso.

Uso de aislador de Suspensión y Retención polimérico, tecnología adecuada.

### **Norma 8.5 Líneas aéreas convencionales de 13.2 kV**

Descripción de unidades constructiva, tipos de líneas y planos de montaje.

Tipos de líneas con aislación perno rígido – Horizontal y Vertical Simple y Doble Terna - Doble Terna Horizontal: **diseño desaconsejable.**

**Debería contemplarse aislador Line Post. y Conductores Al/Ac.**

**Postación y crucetas de H<sup>m</sup> (con aislación perno rígido) – Desaconsejable.**

**Cruceta de Hierro con aislador a perno rígido – Desaconsejable (motivos ya expuestos).**

**Ménsula de Hierro Saliente-bandera – Desaconsejable.**

Poste de madera y cruceta de madera – **OK.**

No se observa el uso de rienda en zonas rurales.

#### **Comentario**

- **En zona Urbana para 13,2KV se están empleando líneas protegidas y líneas convencionales con disposición horizontal o vertical según las posibilidades de cumplir distancias.**
- **En zona Rural para 13,2 KV Poste y Cruceta de Madera con Aislador de perno rígido de Porcelana y refuerzo con riendas.**
- **Lo que se considera adecuado**

### **Norma 8.6 SET 33 y 13.2 kV / BT – Monoposte y Biposte.**

Descripción de Unidades de Construcción y Planos de Montaje:

- Monoposte: Postación Hn (hasta 100 kVA) – Para transformadores chicos puede ser madera hasta 25 kVA en zona Rural.
- Biposte: Postación Hn hasta 315 kVA.
- Estructuras adicionales de tierra.
- Las potencias no coinciden con los planos. Faltan Trafos de baja potencia 5 y 10 kVA.
- La Relación  $P_{Cu}/P_{FE}$  de los transformadores especificada es baja.

### **Norma 8.7 Líneas aéreas protegidas de 33 kV**

Descripción de unidades de construcción, planos de estructuras. La Construcción se considera no muy recomendable por los problemas de tracking, sobre todo en zonas de polución media y alta. Se nos ha indicado que la utilización de esta solución ha sido abandonada.

### **Conclusión sobre el grupo de normas 8:**

**Completas, pero con alguna necesidad de actualizarlas según los tipos constructivos vigentes.**

### **Norma 9.1 Acometida monofásica potencia < 10 KW.**

- Distintas alternativas pilar, fachada, poste  $H_n$ .
- Conductor 4+4 y 6+6.Cu.
- Planos de montaje con cajas plásticas.

### **Norma 9.2 Acometida trifásica potencia > 50 KW.**

La norma cubre todos los casos de T1, T2, T3 y T4 BT en forma más sintética e integrada.

### **Norma 9.3 Tabla de capacidades.**

Debería ser parte de la norma de conexiones BT (está incluido, pero el título es limitativo).

- **Comentario: la normativa de conexiones BT está incompleta.**

## Revisión de Normas de Medio Ambiente

Por Resolución EPRET497/01, del 31/08/2001 el Directorio del Ente resolvió aprobar el “Programa para la detección de Bifenilos Policlorados (PCB) en equipos eléctricos de EDET SA” dando inicio a un programa y plazos para el retiro definitivo en los equipos eléctricos de la distribuidora.

Por Resolución de la Dirección de Medio Ambiente de la Provincia N° 221 del 5/11/2008 se dio por finalizado el Programa de eliminación de PCB, declarando a EDET “Libre de PCB’S” en el marco de la Ley Provincial N° 7621.

Las normas entregadas por la empresa relacionadas con el cuidado del medio ambiente son:

- Cartilla practica de cuidados.
- Contingencia de derrame de aceite y su remediación.
- Guía de arbolado – capítulos 1 a11.
- Procedimiento de gestión de residuos.

A continuación, pasamos a resumir cada una de ellas.

### a) **Cartilla Práctica.**

Se trata de una guía tipo práctica, ilustrada, para el manejo y cuidado de los árboles.

Trata los aspectos vinculados a la convivencia con los árboles, la selección del árbol adecuado para cada ubicación, las especies problemáticas, la función de regulación de la temperatura, como cuidar los árboles (poda), y recomendaciones de plantación.

### b) **Guía de arbolado de Tucumán<sup>4</sup>**

Realizado por la Universidad Nacional de Tucumán con el apoyo de EDET S.A.

Trata:

- 1- Beneficios del arbolado.
- 2- Arbolado y calentamiento.
- 3- Selección de especie.
- 4- Manejo del arbolado.
- 5- Particularidades del servicio eléctrico.

---

<sup>4</sup> Artes Gráficas Crivelli S.A. Salta, 2012.

- 6- Alumbrado público y los árboles.
- 7- Régimen jurídico.
- 8- Las especies del Tucumán.
- 9- Árbol y paisaje.
- 10- Plantas epifitas y parásitas.
- 11- Aves y arbolado.

**Documento muy completo e importante, que excede en mucho las necesidades de EDET y es útil para la ciudadanía en general.**

**c) Derrame de aceite y su remediación.**

Comprende todo tipo de ocurrencia de derrames, en equipos instalados, en depósitos o en transporte.

Indica las responsabilidades y acciones a realizar frente a la ocurrencia, la prevención y posterior remediación.

Establece formatos de relevamiento y registro. Posee flujograma.

**d) Gestión de residuos.**

Establece: clasificación, manipulación, almacenamiento, transporte, comercialización, tratamiento y/o disposición final de residuo.

Está dirigido al personal propio y contratista:

- Define responsabilidades, acciones, metodología de trabajo. Incluye flujograma y destino de los residuos.
- Planillas indicando la gestión de acuerdo a cada tipo de residuo general, especial y peligroso.
- Anexo con identificador de contenedores; remitente de transporte, elementos de protección personal y riesgo a cubrir y normativa aplicable.

**Conclusión:**

**La empresa cuenta con los procedimientos, necesarios y usuales, para el cuidado del medio ambiente. Se destaca el tratamiento que se le da al arbolado.**



## ANÁLISIS DE INDICADORES DE ACCIDENTES

Se observa que los accidentes de personal propio entre 2000 y 2015, han oscilado entre 1 y 10 por año. Se observa algunos años con pocos accidentes 2004 = 0; 2005 = 1; 2003 = 2. Dado que la dotación se ha mantenido en el orden de 400 agentes el índice es de  $1/40= 0,025$  accidentes/persona año. Analizando los accidentes por su tipología de acuerdo a lo indicado en la tabla para el periodo 2000-2015 se observa que solo 5 son del tipo eléctrico (años 2001/12/15) y 8 son debido a caídas en altura (años 2001/02/03/05/11).

Año	Acc. Trabajo	Eléctricos	Tránsito	Caída a distinto nivel	Caída a Nivel	Sobreesfuerzo	Aprisionamiento/atrapamiento	Explosión/Implosión	Caída en altura	Golpe por objeto / Contra objeto	Contacto con parte caliente	Mordedura de perro	Corte por elemento corto punzante	Acc. In itinere
2000	9				3	2	2	1		1				2
2001	3	1					1		1					3
2002	7		1						3	2	1			5
2003	2								2					1
2004	0													0
2005	1								1					3
2006	4						3	1						2
2007	3						1				1	1		5
2008	7		1		2	1				3				2
2009	3				1	1				1				4
2010	6				1	3					1	1		2
2011	9		3		1	2			1	1			1	4
2012	8	3				1				3			1	0
2013	10				3	2				4		1		7
2014	10		5		3	2								2
2015	9	1		3	1	4								3

**La cantidad de accidentes de consecuencias graves y evitables es baja**

## EVALUACION DE LA ATENCION A CLIENTES

### Calidad de Atención Técnica y Comercial

Se evalúa evolución de: reclamos y penalizaciones entre los años 2004 y 2015:

- ✓ Reclamos
  - Comerciales: han descendido de 40.000/año a 10.000/año.
  - Requerimiento de Guardia: se mantienen en un orden de 150.000 a 200.000/año.
  
- ✓ Penalizaciones
  - Conexiones nuevas: Sin mayor significación.
  - Facturación estimada: Solo en los años 2005, 2006 y 2010 a 2013.

Adjunto se incorpora la tabla indicando los datos de reclamos y penalizaciones.

**Los reclamos comerciales tenían un índice de 63 reclamos cada 1000 clientes en 2005 y bajaron a 21 reclamos cada 1000 clientes en 2015 lo que se considera muy positivo.**

**Los reclamos técnicos (guardia) tenían un índice de 365 reclamos cada 1000 clientes en 2005 y en 2015 de 368 reclamos cada 1000 clientes. Los valores son relativamente altos y no se observa evolución positiva.**

Los reclamos comerciales		2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
ítem													
Conexiones nuevas		13394	12660	14699	14318	13295	14044	13531	15082	15227	14535	14355	13405
Facturación estimada		1566	4536	4641	5749	5810	1823	4724	8548	7504	6082	1876	40153
Reclamos	Comerciales	16000	22531	24307	31997	41586	44166	28784	29459	12775	11261	8313	10369
	Guardia	79237	130473	167821	211089	176525	167246	173876	171607	196487	211588	213869	179781
	Resumen p/código	95867	153004	192128	243086	218111	211412	203659	201066	209262	222849	222182	190110
	Requerimientos	0	0	0	160	1840	943	1524	1471	1668	1653	1276	1114
Suspensión de suministros		58460	97931	117058	97842	97283	96863	122871	84726	57520	54005	53219	47771
Cambio de medidores		4497	7126	6587	6753	10440	10567	11603	13936	13448	14862	14324	10409
Bajas		3293	4628	5091	4193	5262	4500	5073	4029	4202	3563	4650	4319
Reclasificaciones		0	0	0	682	3103	2846	2532	2888	2367	1877	1553	1254
Penalizaciones por Conexiones Nuevas	Cantidad	61	85	114	94	161	244	209	608	997	708	911	760
	\$	1,688.79	1,727.55	3,221.07	2,309.90	4,672.94	7,520.49	8,193.33	23,223.98	43,280.49	29,451.46	57,954.23	67,777.92
Penalizaciones por Facturación Estimada	Cantidad		98	52									
	\$		5,921.75	1,924.48									
Penalizaciones por Consumos estimados	Cantidad				65			39	85	39	44		
	\$							2,856.90	\$ 9,590.14	\$ 2,941.86	\$ 3,016.03		

## **Análisis de la conformación de la Gerencia de Operaciones, Gerencia Técnica y Gerencia Comercial**

### **A) GERENCIA DE OPERACIONES**

Cabe destacar que cuenta con recursos que pueden resultar escasos para realizar las operaciones de las redes. Requiere del apoyo de personal de contratación.

**Se destaca la dotación para realizar TCT con recursos propios.**

### **B) GERENCIA TECNICA**

Incluye las unidades de: alta tensión, ingeniería, calidad de servicio y comunicaciones, protecciones, normalización, información y control de suministro eléctrico.

Cada unidad dispone de un jefe y de 1 a 4 analistas. Las dotaciones resultan algo escasas. Convendría disponer de más recursos y de una **unidad de planificación.**

### **C) GERENCIA COMERCIAL**

Cuenta con las unidades de: mercado eléctrico, facturación, proyectos y obras, gastos comerciales y control de pérdidas.

Tiene a su cargo el *call center*. **La dotación de analistas es adecuada.**

### **D) ADMINISTRACIONES DESCENTRALIZADAS**

Posee administraciones descentralizadas ubicadas en San Miguel de Tucumán (Metropolitana), Banda del Río Salí, Tafí Viejo, Monteros y Concepción. **Adecuado grado de descentralización.**

En anexo se incluyen los organigramas y su dotación.

## **Sistemas Técnico - Comerciales**

A continuación, se indican todos los sistemas informáticos que la empresa EDET posee en operación.

**Se destaca la utilización del SAP, el Siner GIS, y el GESCO, lo que configura una dotación de sistemas informáticos muy adecuada.**

Sistemas de Información	Descripción	Fecha de implementación
SAP	Sistema ERP para la gestión administrativa y contable de la empresa	2009
SinerGIS (ArcGIS)	Sistema que utiliza la información geográfica y la integra con procesos estratégicos de la empresa como la gestión de reclamos, gestión de proyectos, información de la red eléctrica y calidad de servicio.	2013
GESCO	Sistema legacy para la gestión de procesos comerciales tales como facturación, cobranzas, cortes y reconexiones	1998
GESCAL	Sistema legacy para gestión de calidad de servicio. Reemplazado por GIS y ProdTec. Hoy se usa para consulta de información histórica	1998
GESPER	Sistema legacy para la gestión de los recursos humanos de la empresa.	2000
NOTIFICADOR	Software legacy de gestión para envío y recepción de notas de terceros y almacenamiento digital de facturas de proveedores.	2001
Summa	Sistema para la gestión administrativa contable. Fue reemplazado por SAP. Hoy se usa para consulta de información histórica.	1997
SISCOP	Sistema legacy para control de obras y presupuestos. Fue reemplazado por SAP. Hoy se usa para consulta de información histórica.	2005
SITIO EDET	Sitio institucional con módulos de consulta para clientes y proveedores.	2009
SMS / IVR	Módulos de consulta de información relacionada con falta de suministro, facturación y lecturas.	2014
Omega EDET	Sistema legacy para toma de lectura y facturación in situ.	2009

### **Respuesta de la Empresa a las situaciones de Emergencia**

La empresa EDET suministró el documento “Organización en Situación de Emergencia” (IT-OSE-SE\_01).

Esta organización define los objetivos, alcance, vigencia (año 2008), metodología de trabajo, asignación de responsabilidades, organigrama de funcionamiento, pautas para revisión y control, flujograma y las condiciones de activación para cada área descentralizada.

No incluye la disponibilidad y aplicabilidad de recursos externos, tales como disponibilidad de generadores de emergencia y participación de las fuerzas vivas, etc.

**Se considera que cubre los principales aspectos requeridos.**

### **Evaluación del Plan de muestreo estadístico de Medidores**

Por Contrato de Concesión está en vigencia la aplicación de un plan de control de medidores por muestreo estadístico, el cual ha originado la realización de 12 campañas, cada una de las cuales contó con la resolución aprobatoria correspondiente del EPRET.

## EVALUACIÓN DE LA ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL

En primera instancia se evalúan las gerencias centralizadas de auditoría interna, asuntos jurídicos, administración y finanzas y la gerencia de personal.

La dotación de las gerencias es

- **Auditoría Interna.**

- Auditor general 1 (rango de gerente).
- Auditores 8.

Dotación Adecuada

- **Asuntos jurídicos.**

- Gerente 1.
- Asistente de gerente 1.
- Jefes 2: asuntos corporativos y judiciales.
- Abogados 2.

Dotación Adecuada.

- **Administración y Finanzas.**

- Gerente 1.
- Asistente de gerente 1.
- Jefes 5: contabilidad e impuestos, finanzas, control de gestión, cobranzas y administrativo).
- Analistas 9; Asistentes 8.

Estaría faltando jefatura de planificación económica, quizás haya un defecto de asistentes.

- **Personal.**

- Gerente 1.
- Asistente de gerente 1.
- Jefes 2: gestión preventiva y laboral.
- Supervisores 5: medicina laboral, liquidación de haberes, compensación y beneficios, gestión y desarrollo, organización y métodos.

- Analistas 4.
- Asistentes de administración 7.

Dotación Adecuada.

A continuación, se procede a evaluar las gerencias centralizadas de comercial, operaciones y técnica.

- **Gerencia comercial.**

- Gerente 1.
- Asistente de gerente 1.
- Jefes 5: mercado y facturación; facturación; proyectos y obras; gestión comercial; control de energía).
- Supervisores 4.
- Analistas 9.

Se disponen de las jefaturas adecuadas y se cuentan con analistas en cantidad suficiente.

- **Gerencia de Operaciones (centralizada)**

- Gerente 1.
- Asistente de gerente 1,
- Jefes 2: Operaciones y TCT.
- Supervisores 15.
- Oficiales 41.

Se estima que deberían disponer de más jefaturas (una más). **Se destaca como positivo la dotación de la unidad de TCT.**

- **Gerencia Técnica (centralizada)**

- Gerente 1.
- Asistente de gerente 1.
- Jefes 5: Alta tensión, Ingeniería, Calidad de servicio y comunicación, normalización, informe y control.
- Analistas 14.

**Se observa la falta de una jefatura y analistas de planificación técnica.**

Finalmente se evalúan las dotaciones de las Administraciones descentralizadas.

### ADMINISTRACIONES DESCENTRALIZADAS

CARGO	METROPOLITANA	RIO SALI	TAFI VIEJO	MONTEROS	
Administrador	1	1	1	1	1
Asistente Adm.	1	1	1	1	1
Jefes Com., Tec., Adm.	3	3	3	3	3
Asistente Jefes	1				
Supervisores	4+5+3=12	8+4=12	6+4=10	7+7=14	6+5=11
Encargados	3	4	4	4	3
Asistentes	4+1+11=16	3+6=9	4+7=11	1+3=4	3+2=5
Oficiales	8+20=28	8+7=15	5	5	8+12=20

Todas las administraciones descentralizadas poseen un área matriz y sectores descentralizados.

**Se observan que las dotaciones son algo desparejas, en lo relativo a supervisores y analistas y oficiales, pero esto se encuentra complementado con la interacción con los recursos centralizados.**

**En Tafí Viejo y Monteros la dotación menor de oficiales se complementa con la participación de los recursos centralizados y contratados.**

La administración descentralizada depende del gerente de operaciones, por lo cual éste pasa a tomar una responsabilidad mucho mayor que las otras gerencias.

### DISPONIBILIDAD DE SISTEMAS INFORMATICOS Y GESTIÓN.

En las entrevistas mantenidas con personal de la empresa EDET, tomamos conocimiento de la existencia y uso de sistemas informáticos actualizados.

Al respecto nos comentaron la disponibilidad de los siguientes sistemas:

- SAP: para uso de administración y contabilidad.
- ArcGis-(Siner Gis): Sistema GIS, que permite gestionar la calidad de servicio técnico medio e individual, además de ayudar al diseño de las instalaciones, el seguimiento de reclamos y el inventario de instalación.

- GESCO: Para facturación comercial en todas las tarifas.
- Sistemas de medidores: Gestión integral del parque de medidores.
- Sistema de telegestión: para telegestión de medición y clientes.

Los sistemas informáticos disponibles, se incluyen en la siguiente tabla (ya expuesta antes):

Sistemas de Información	Descripción	Fecha de implementación
SAP	Sistema ERP para la gestión administrativa y contable de la empresa.	2009
SinerGIS (ArcGIS)	Sistema que utiliza la información geográfica y la integra con procesos estratégicos de la empresa como la gestión de reclamos, gestión de proyectos, información de la red eléctrica y calidad de servicio.	2013
GESCO	Sistema legacy para la gestión de procesos comerciales tales como facturación, cobranzas, cortes y reconexiones	1998
GESCAL	Sistema legacy para gestión de calidad de servicio. Reemplazado por GIS y ProdTec. Hoy se usa para consulta de información histórica	1998
GESPER	Sistema legacy para la gestión de los recursos humanos de la empresa.	2000
NOTIFICADOR	Software legacy de gestión para envío y recepción de notas de terceros y almacenamiento digital de facturas de proveedores.	2001
Summa	Sistema para la gestión administrativa contable. Fue reemplazado por SAP. Hoy se usa para consulta de información histórica.	1997
SISCOP	Sistema legacy para control de obras y presupuestos. Fue reemplazado por SAP. Hoy se usa para consulta de información histórica.	2005
SITIO EDET	Sitio institucional con módulos de consulta para clientes y proveedores.	2009
SMS / IVR	Módulos de consulta de información relacionada con falta de suministro, facturación y lecturas.	2014
Omega EDET	Sistema legacy para toma de lectura y facturación in situ.	2009

También se dispone de los sistemas de gestión de la calidad y de medio ambiente, de acuerdo a las normas ISO 9.000 (calidad) e ISO 14.000 (medio ambiente).

Otro aspecto destacable ya señalado es el sistema de telegestión de cámaras que tiene incorporado más de 200 cámaras de transformación MT/BT y la medición de calidad de servicio técnico en 400 puntos. La comunicación se ha implementado mediante el sistema de radiofrecuencia, con resultados satisfactorios (mediante un desarrollo local).

## INVERSIONES, COSTOS Y RECURSOS

### Análisis de la evolución de las Inversiones

Para el análisis de la evolución de las inversiones se han ajustado los valores en pesos por el precio del dólar estadounidense, usando el tipo de cambio oficial promedio de cada año<sup>5</sup>, con las reservas que nos merecen este y otros indicadores, según ya hemos expresado.

Relacionamos las Inversiones Eléctricas con el crecimiento de la demanda máxima en cada una de las etapas o períodos en que hemos descompuesto nuestro análisis:

- En el periodo 1996-2001 suman 108,7 U\$ x 10<sup>6</sup>.
- En el periodo 2002-2005 suman 9,3 U\$ x 10<sup>6</sup>.
- En el periodo 2006-2015 suman 127,4 U\$ x 10<sup>6</sup>.

El crecimiento de la demanda fue:

- Periodo 1996-2001: 278 MW – 258 MW= 20 KW + 40 MW (recuperación perdidas no técnicas)<sup>6</sup>= 60MW
- Período 2002-2005: 323 MW – 278 MW = 45 MW
- Periodo 2006-2015= 608 kW – 323 kW= 285 kW.

Acá se advierte que en el primer período hubo una gran concentración de inversiones eléctricas, aun cuando el crecimiento de la demanda total fue escaso. En el año 1997 las inversiones fueron, largamente, las más importantes de todo el periodo de gestión, asociadas, en parte, a la necesidad y conveniencia de normalizar las redes en zonas de hurto para reducir las pérdidas no técnicas.

Inversamente, en el período 2002-2005 –crisis y recuperación, con congelamiento tarifario- hay un crecimiento más importante de la demanda, con inversiones sumamente reducidas.

Se considera, entonces más representativo evaluar las inversiones y el crecimiento de la demanda, agregadas para las dos primeras etapas o períodos.

Considerando una simultaneidad de 1,2 la inversión en U\$ por kW resulta:

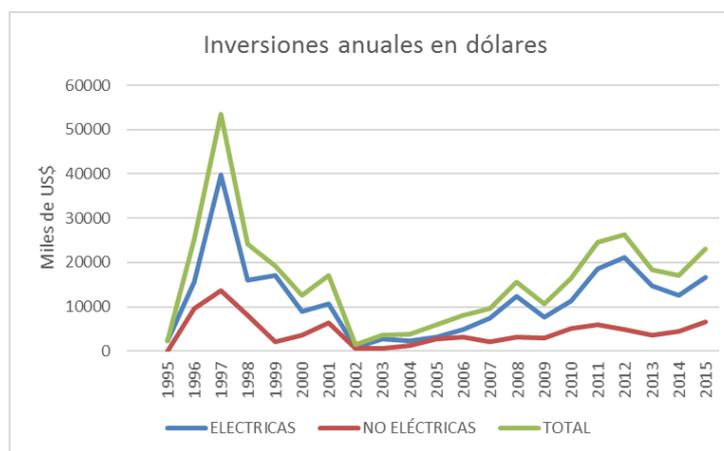
<sup>5</sup> Tipo de Cambio: Banco Central de la República Argentina. Comunicación "A 3500" BCRA. Promedio Junio de cada año.

<sup>6</sup>La demanda total incluye las pérdidas no técnicas. Pero se estima que la empresa, para normalizar las instalaciones, tuvo que desarrollar red de MT, SETs MT/BT, red de BT y conexiones.

- Período 1996-2005 =  $\frac{118 \times 10^6 \text{ U\$}}{105 \text{ m kW} \times 1,2} = 936 \frac{\text{U\$}}{\text{kW}}$
- Período 2006-2015 =  $\frac{127,4 \times 10^6 \text{ U\$}}{285 \text{ m kW} \times 1,2} = 372 \frac{\text{U\$}}{\text{kW}}$

Respecto de las inversiones no eléctricas, éstas han sido importantes en todo el período reflejándose en la dotación de sistemas informáticos, edificios y vehículos.

(En miles de US\$)																					
INVERSIONES	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
ELECTRICAS	2.300	15.640	39.740	16.020	17.170	9.000	10.600	877	2.806	2.406	3.210	4.982	7.363	12.434	7.665	11.304	18.505	21.262	14.739	12.586	16.583
NO ELÉCTRICAS	0	9.610	13.750	8.050	2.080	3.560	6.500	563	714	1.353	2.855	3.220	2.164	3.269	3.033	5.181	6.028	4.981	3.619	4.577	6.580
TOTAL	2.300	25.250	53.490	24.070	19.250	12.560	17.100	1.440	3.520	3.759	6.065	8.202	9.527	15.703	10.698	16.485	24.533	26.243	18.359	17.163	23.163



## Evaluación de Costos y Recursos

Se evalúa:

- La cantidad de personal total.
- Los gastos incurridos.

En el período de 1995 a 2015, según la información suministrada.

Respecto de la dotación del personal propio, ésta se mantiene en el orden de 400 personas, con un máximo de 446 en el 2002 y un mínimo de 360 en 2008.

La dotación se inicia en 1995 con un total de 430 agentes y una proporción de gastos:

- 1995: Distribución 52%, Administración 18%, Comercialización 30%.

Pasando en 2015 a 400 agentes con la siguiente distribución:

- 2015: Distribución 48%, Administración 19%, Comercialización 33%.

**Con lo que se concluye que se ha mantenido una distribución constante de recursos.**

Respeto de los montos, estos obedecen al mercado y tienen ajuste por inflación. Hasta 2004 se manifestaron constantes en un total de \$15 M aproximadamente, para luego dispararse con la inflación existente.

En el cuadro siguiente se muestra para el periodo 1995 a 2015, la dotación de personal total y los costos de distribución, administración, comercialización y total.

**Gasto en personal  
(en \$)**

Año	Dotación	Costos de Distribución	Gastos de Administración	Gastos de Comercialización	Total
1995	430	7.640.451	2.618.767	4.407.479	<b>14.666.697</b>
1996	368	9.740.928	2.450.313	2.774.824	<b>14.966.066</b>
1997	360	7.336.924	2.596.765	3.893.281	<b>13.826.969</b>
1998	336	7.547.845	3.374.871	3.715.358	<b>14.638.074</b>
1999	416	6.515.953	3.299.838	3.384.550	<b>13.200.341</b>
2000	421	6.588.720	2.917.220	3.827.178	<b>13.333.119</b>
2001	445	6.190.686	3.503.487	4.110.234	<b>13.804.407</b>
2002	446	7.997.439	3.335.317	5.156.003	<b>16.488.758</b>
2003	429	8.805.103	3.462.808	5.185.135	<b>17.453.046</b>
2004	393	7.060.825	3.258.999	5.123.665	<b>15.443.489</b>
2005	367	8.507.719	3.500.605	6.585.191	<b>18.593.515</b>
2006	366	9.639.518	4.084.211	7.559.861	<b>21.283.589</b>
2007	370	12.160.138	5.500.995	9.466.989	<b>27.128.122</b>
2008	360	12.786.259	7.628.582	9.829.660	<b>30.244.502</b>
2009	370	19.397.819	8.706.136	14.741.874	<b>42.845.829</b>
2010	377	24.993.530	10.520.531	18.855.093	<b>54.369.153</b>
2011	379	31.379.589	13.487.642	24.396.200	<b>69.263.431</b>
2012	383	40.508.859	17.543.076	30.947.743	<b>88.999.678</b>
2013	385	54.050.694	23.329.013	41.753.141	<b>119.132.847</b>
2014	407	77.945.596	33.004.895	59.194.625	<b>170.145.116</b>
2015	400	110.804.322	43.466.884	77.340.883	<b>231.612.089</b>

**Recursos de Apoyo: Edificios**

Se informa:

- 1- Cantidad y superficie de oficinas comerciales y sistemas funcionales.
- 2- Cantidad y superficie de sector operativo y depósitos.
  - Cantidad de edificios Administración/ Comerciales = 36
  - Cantidad de edificios operativos y obradores= 3.

**Se considera adecuada la cantidad de edificios disponibles.**

## Recursos de Transporte

Se observa que entre 2007 y 2015, los recursos de transporte se han mantenido constantes. Se ha procedido a reemplazar las camionetas por Pick ups.

En el cuadro siguiente se observa la evolución de los mismos de 2007 a 2015.

Tipo de Vehículo	Año							
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2015
Auto	3	4	4	4	5	5	5	5
Camioneta	25	25	23	20	13	8	8	0
Monovolumen	20	20	18	21	22	23	26	30
Pick-Up	15	15	24	25	30	35	35	38
Camión con grúa	21	21	21	21	22	20	21	19
Camión con hidroelevador	4	4	4	4	5	5	5	5
Furgón	0	0	0	0	0	1	1	1
Moto	4	4	4	4	4	4	4	4

## **EVOLUCIÓN ECONÓMICO FINANCIERA**

### **Evolución durante el período de la Concesión. Tarifas. Memorias y Balances.**

Se han tomado en consideración las veintiuna Memorias Anuales y Balances de EDET del período 1995 a 2015. Correspondiendo aclarar que el año 1995 se ejecutó sólo parcialmente dentro del período de la concesión, el que, como se dijo más arriba, se inició en agosto de ese año. Hasta ese momento el ejercicio anual cerraba el 30 de noviembre, y la administración privada adoptó la fecha 31 de diciembre, para lo cual se formalizó un ejercicio irregular de un mes de duración. El período temporal bajo análisis comienza entonces, desde el punto de vista de las Memorias y Balances, en 1996.

Para cada una de las etapas que hemos definido para el análisis del período de gestión, se presenta un cuadro de Tarifas Medias, con valores obtenidos como el cociente entre los ingresos por Ventas de Energía más Peaje y el total de energía facturada, para cada año<sup>7</sup>.

A su vez, a estos valores se les aplica un ajuste monetario, relevante sólo a partir de 2002. Tomando en cuenta la reinstalación de la inflación crónica a partir del año 2003, agravada desde 2008, se ha recurrido a índices de ajuste disponibles, cuya representatividad es en el mejor de los casos parcial. Con esta salvedad, se utilizan, según se indica en cada caso, el Índice de Precios Internos al por Mayor (IPIM) base 1993=100, Productos Nacionales. Manufacturados y Energía Eléctrica; el precio del dólar estadounidense, tipo de cambio oficial - Fuente: BCRA Comunicación "A 3500" BCRA. Cotización promedio de Junio de cada año; y a partir del 2002 el CER - Coeficiente Estabilizador de Referencia - BCRA en base a INDEC, al 31 de diciembre de cada año.

### **La primera etapa**

La EDET estuvo constituida como sociedad desde fines de 1992, y aun bajo administración estatal venía cumpliendo pasos de reorganización del servicio, y presentaba balances. Merece señalarse que entre 1993 y 1994 pasó de resultado negativo (-\$7,1 millones) a positivo (\$3,6 millones), y declaró una reducción de pérdidas de energía desde el 36% al 26%. En 1995, ejercicio de transición, el resultado positivo fue de \$13 millones.

El período 1996 a 2001 - al que consideramos la primera de tres etapas bien diferenciadas en el recorrido de la concesión - se caracterizó por un desenvolvimiento sin rupturas, asociado a la estabilidad del sistema regulatorio de origen y a la ausencia de inflación.

---

<sup>7</sup> Los Ingresos por Ventas de Energía más Peaje son los que surgen de los Balances. El total de energía facturada, para cada año es el informado por EDET.

En ese período la energía facturada creció un 35,6% en unidades físicas (45,6% si se incluyen peajes), y el número de clientes se incrementó un 28,3%. Más importante fue el crecimiento del número de residenciales (32,6%) y de la energía facturada a esta categoría (54,8%), reflejando esto último el avance en reducción de pérdidas, que en esta etapa pasó de 26,6% a 12,7%.

A los fines de asegurar el abastecimiento, EDET celebró contratos con las Generadoras: Hidroeléctrica El Chocón (1995/97), Genelba (1998/99), CAPEX Agua del Cajón (2000) y Central Puerto (2001).

En esta primera etapa la Tarifa Media total decreció un 12% en términos nominales y en dólares (existencia de convertibilidad monetaria) y un 10% ajustada por IPIM.<sup>8</sup> Tal reducción se explica por el aumento del movimiento de energía (40% de más energía vendida y un incremento menor, del 23%, en la facturación).

	PRIMER PERIODO					
	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Ventas energía y peajes - \$ mill.	91,8	93,5	96,1	104,3	111,1	113,1
Energía Vendida - GWh	917,9	1.041,9	1.134,9	1.218,8	1.263,3	1.283,8
Tarifa Media Total - \$/MWh	100,0	89,7	84,7	85,6	87,9	88,1
TMT ajustada por IPIM	100,0	88,5	84,6	88,1	89,4	90,2
TMT ajustada por Tpo Cbio	100,0	89,7	84,7	85,6	87,9	88,1

Fuente: EDET S.A.

Durante todo el período el endeudamiento (Pasivo Total/Activo Total) se mantuvo por debajo del 50% y los balances presentan utilidades en todos los ejercicios. La empresa recurrió a financiamiento bancario local y del exterior, en parte de largo plazo, el cual alcanzó su valor más alto, del orden de 130 millones de dólares, en los ejercicios 2000 y 2001. El indicador del Pasivo Bancario (Deuda Financiera /EBITDA) muestra un promedio de 2,88.

El rubro Bienes de Uso –que como corresponde al tipo de actividad representa más de la mitad del Activo- muestra un elevado crecimiento (112%) en este período<sup>9</sup>. La cuenta refleja las inversiones en activo fijo, netas de depreciaciones, y en ausencia de inflación. En este período el promedio anual de inversiones totales –eléctricas y no eléctricas- fue del orden de 25 millones de dólares.

En las Memorias de 1996 hasta 1999 el Directorio propuso distribuciones de utilidades (\$0,136; 0,162; 0,148 y 0,180 por cada acción de \$1, respectivamente). Ya respecto al año 2000, si bien el resultado positivo se

<sup>8</sup> El Tipo de cambio se mantuvo en US\$ 1 = \$ 1 y el IPIM tuvo leves movimientos (dentro del contexto estable de la convertibilidad). El CER se creó en el 2002, razón por la cual no se consigna.

<sup>9</sup> Para este cálculo se adopta el valor de los Bienes de Uso al cierre de 2001, antes de que este Balance fuera reexpresado para reflejar la devaluación de fines de ese año y la inflación sobreviniente.

mantiene y supera al del ejercicio anterior, el Directorio adoptó una propuesta más conservadora (\$0,062 por acción) que significó mantener dos terceras partes de las utilidades en condición de No asignados. Para el Ejercicio 2001, cerrado ya en el peor momento de la crisis, aunque el balance arrojó todavía una utilidad del orden de dos tercios de la del año anterior, se dispuso no distribuir dividendos.

En noviembre de 1996, EDET S.A. a través de su controlada CEISA, constituida a este fin, adquirió el 60% de las acciones de EJESA y EJSEDSA, concesionarias de distribución eléctrica de Jujuy.

### **La segunda etapa**

La segunda etapa se inicia, como hemos dicho con la gran crisis de fines de 2001, y abarca hasta el año 2005, en que tuvo lugar el comienzo del proceso de renegociación, cuyo hito inicial lo constituye la celebración de la Carta de Entendimiento en 2005, mientras que la finalización del mencionado proceso se encuentra identificado con la suscripción del Acta de Renegociación Integral en 2006.

El ejercicio 2002 reflejó el impacto pleno de la crisis. La energía facturada no creció, mostró una leve disminución (2,3%), proporcionalmente más importante en Grandes Demandas (22,6%) y en Peaje. El número total de clientes también dejó de crecer, mostrando una reducción de cierta importancia (3,4%) en la categoría General en Baja Tensión.

En el ejercicio 2002 se invirtió la tendencia de reducción de pérdidas, con un leve aumento que continuó hasta 2004.

El ejercicio 2002 también fue el único de la serie de veinte años en que el Balance mostró resultado negativo. También afectó la cadena de pagos. En la memoria anual del Directorio informó que “sólo fue posible honrar una parte de las obligaciones contraídas”.

Junto con la Memoria y Balance de 2002 EDET presentó la “reexpresión” del Balance de 2001, modificando sus valores en función de reajuste por inflación y devaluación.

La serie del período 2002-2005 muestra que la energía facturada creció un 18,3%, en unidades físicas (21,1% si se incluyen peajes), siendo más marcada la recuperación en la categoría de Grandes Demandas. El número de clientes se incrementó un 18,9%. Las pérdidas totales aumentaron hasta el 13,5% en 2003, y retomaron su camino descendente llegando al 11,5% en 2005.

La alteración del sistema regulatorio del MEM hizo desaparecer la motivación de las distribuidoras para celebrar contratos a término con generadoras. En este segundo período solamente se registra un contrato al inicio de 2002, con

la generadora Pluspetrol, para una pequeña fracción de la demanda y por sólo seis meses. A partir de ese momento el único abastecimiento económicamente viable fue adquirir en el MEM a precio estacional congelado.

Durante la segunda etapa, la Tarifa Media total nominal aumenta un 4%, pero presenta reducción en términos reales (-24% ajustada por IPIM, -15% ajustada por US\$ y -17% ajustada por CER). Debe recordarse que la devaluación del 2002 fue brusca en un principio y luego el tipo de cambio tuvo algunos retrocesos. Las ventas de energía crecieron un 31% en el periodo y la energía vendida lo hizo en el 26%.

Resulta de interés consignar que, respecto al año, el fin de este segundo periodo encuentra a EDET con una tarifa media total que es 16% superior en pesos a la de 1996, pero que en términos reales es mucho menor (-65% ajustada por IPIM, -69% ajustada por dólar y -51% ajustada por CER). La energía vendida en 2005 es 59% mayor que la de 1995.

	Año base	SEGUNDO PERIODO			
	1996	2002	2003	2004	2005
Ventas energía y peajes - \$ mill.		138,2	123,2	144,5	180,6
Energía Vendida - GWh		1.235,6	1.344,9	1.451,7	1.555,5
Tarifa Media Total - \$/MWh	100,0	111,9	91,6	99,5	116,1
TMT ajustada por IPIM	100,0	70,6	48,5	49,0	52,7
TMT ajustada por Tpo Cbio	100,0	30,9	32,6	33,6	40,3
TMT ajustada por CER	100,0	79,6	62,9	64,8	67,6
Fuente: EDET S.A.					

Los Balances de los ejercicios 2003 a 2005 vuelven a presentar resultados positivos, aunque inferiores (a valor nominal) a los del primer período, y muy inferiores en valores reales. En todos estos ejercicios se dispuso no distribuir utilidades. Durante todo el período el endeudamiento (Pasivo Total/Activo Total) se mantuvo por debajo del 50%. Durante los años 2004 y 2005 EDET recorrió un proceso de reestructuración de su deuda financiera, e informó que en ese último año había salido de la situación de "default". El índice de Deuda Financiera sobre EBITDA, inicia el periodo en 6,05 y termina en 2005 en 2,42, evidenciando un claro proceso de desendeudamiento.

El rubro Bienes de Uso mostró una declinación en los años 2003 a 2005, dando cuenta de que las inversiones no alcanzaron a cubrir la depreciación del activo fijo. Esta es, seguramente, una de las más fuertes evidencias del impacto de la crisis sobre el desenvolvimiento de la concesión.

En este período el promedio anual de inversiones totales – eléctricas y no eléctricas - descendió abruptamente, a valores corrientes; y a valores ajustados, por el dólar oficial o por el índice IPIM, quedó entre 4 y 5 millones de dólares. Aunque mostrando, desde luego, una tendencia ascendente después del crítico año 2002.

## La tercera etapa

Lo que hemos definido como la tercera etapa del recorrido de la concesión se expresa en los Balances de los ejercicios 2006 y siguientes.

En el período 2006-2015 la energía facturada creció un 74% en unidades física, lo que representa una tasa promedio de crecimiento del orden de 6% anual acumulativo. Se destacan los años 2006, 2007 y 2012, de alto crecimiento asociado a la recuperación económica general. El número de clientes se incrementó un 37%. Las pérdidas totales siguieron descendiendo en los primeros años, y a partir de 2009 se estabilizaron entre 9 y 9,1%. No se registran mejoras desde entonces. En cuanto al abastecimiento, y habiendo permanecido la situación que hizo inviable la celebración de contratos a término, la empresa continuó adquiriendo su energía en el MEM a precio estacional.

La singularidad del año 2012 permite asociarlo al fenómeno conocido como la “explosión” del uso del aire acondicionado doméstico (crecimiento interanual del 12,6% en facturación a residenciales) y evidencia un proceso de largo alcance. La energía facturada a usuarios residenciales entre 2006 y 2014 creció 91%, y la potencia total demandada 63%, valores sin duda influenciados por el mismo fenómeno.

Durante la tercera etapa de análisis, la Tarifa Media total se incrementa un 138% en pesos corrientes, pero continúa reduciéndose en términos reales (-29% ajustada por IPIM, -19% ajustada por dólar y -10% ajustada por CER). Durante estos años, la venta de energía en pesos se incrementa en el 278% y la energía entregada en el 59%.

	Año base	TERCER PERIODO									
	1996	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Ventas energía y peajes - \$ mill.		208,4	244,3	299,3	351,6	403,1	476,9	542,3	665,8	714,3	787,0
Energía Vendida - GWh		1.708,5	1.844,4	1.904,2	1.985,4	2.067,1	2.183,6	2.379,2	2.532,5	2.594,7	2.709,0
Tarifa Media Total - \$/MWh	100,0	122,0	132,5	157,2	177,1	195,0	218,4	227,9	262,9	275,3	290,5
TMT ajustada por IPIM	100,0	51,0	50,1	51,5	53,9	52,2	51,9	47,9	48,6	40,6	36,1
TMT ajustada por Tpo Cbio	100,0	39,6	43,0	51,6	47,0	49,7	53,3	50,7	49,3	33,9	32,1
TMT ajustada por CER	100,0	64,5	64,6	71,0	74,8	74,1	75,8	71,6	74,7	62,9	58,1

Fuente: Memorias y EECC de EDET S.A.

Los Balances del período 2006-2015 presentaron todos resultados positivos, con un crecimiento a valores nominales influenciado por la inflación. A valores corregidos, tanto por el índice IPIM como por el dólar oficial, los resultados tendieron a estabilizarse a partir del año 2010. A partir de 2007 se retoma la distribución de utilidades, aunque sin explicitar, en las Memorias, los valores respectivos, los que quedan sujetos a las condiciones del mercado y la situación financiera de la empresa. Durante los primeros años del período el endeudamiento (Pasivo/Activo Total) se mantuvo por debajo del 50%. A partir de 2012 se muestra ligeramente por encima de ese valor. En el año 2007 la empresa informa que ha comenzado a tomar nueva deuda, y en 2008 ha

pactado un préstamo sindicado, se entiende que para mejorar el perfil de la deuda. En esta etapa, el indicador de deuda financiera, al igual que el anterior periodo muestra una tendencia a la baja, siendo su promedio 1,17.

El rubro Bienes de Uso continuó en declinación en los años 2006 y 2007, revirtiendo la tendencia en 2008. En el período 2006-2015 el rubro creció a valores corrientes un 111%. Ajustando por el índice IPIM refleja una caída del 37%. Ajustado por el precio del dólar oficial se mantuvo en valores relativamente estables hasta 2013; pero sufrió el impacto de la devaluación de 2014 y 2015, por lo que el valor en dólares al final del período es un 54% inferior al de 2006. En este período el promedio de inversiones totales – eléctricas y no eléctricas- fue de alrededor de 17 millones de dólares anuales.

A partir del ejercicio 2014 la Sociedad adoptó las normas NIIF (Normas Internacionales de Información Financiera), lo que representa innovaciones importantes en la fórmula de presentación de los Balances.

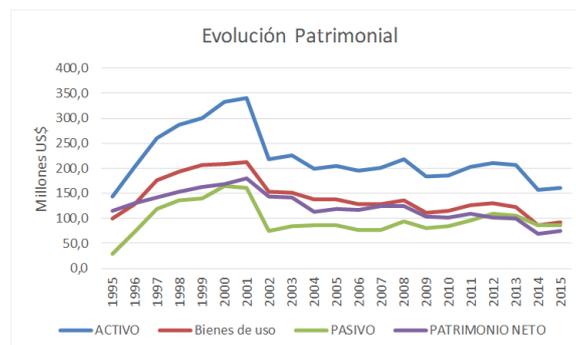
### **Comentario general sobre las tres etapas**

Resulta de interés consignar el desempeño en tarifa media, ventas y energía entre puntas, que se resume en el cuadro siguiente.

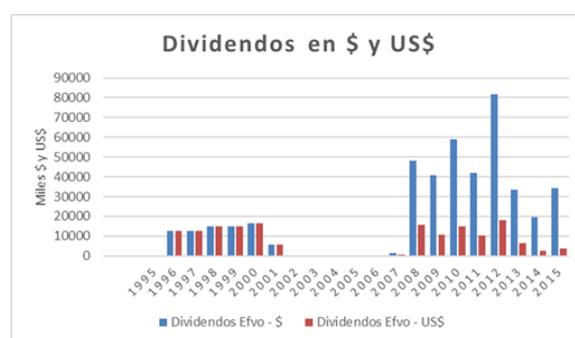
	<b>Año base</b>	<b>Fin periodo de Gestión</b>	<b>Variación</b>
	<b>1996</b>	<b>2015</b>	<b>2015/1995</b>
Ventas energía y peajes - \$ mill.	91,8	787,0	757%
Energía Vendida - GWh	917,9	2.709,0	195%
Tarifa Media Total - \$/MWh	100,0	290,5	190%
TMT ajustada por IPIM	100,0	36,1	-64%
TMT ajustada por Tpo Cbio	100,0	32,1	-68%
TMT ajustada por CER	100,0	58,1	-42%

La cantidad de energía vendida y la tarifa media en pesos prácticamente se triplica, los importes vendidos en moneda corriente se octuplican y las tarifas medias en términos reales caen un tercio o la mitad, según los distintos indicadores de ajuste utilizados.

La evolución Patrimonial del periodo, medida en US\$ - tomado como una aproximación a parámetros en términos reales, refleja las alternativas de las tres etapas señaladas, con el mayor valor en el 2001 (pre-crisis) caída y cierta estabilidad posterior, con disminuciones en los dos últimos años. Inciden en ello las alternativas del tipo de cambio fruto de los cambios macroeconómicos ya comentados, el atraso tarifario y desfasajes temporales entre ellos.



Los dividendos distribuidos también siguieron las alternativas de la evolución de la concesionaria en el contexto cambiante. Ambas evoluciones se resumen en los respectivos gráficos.



Acerca de la información que surge de las Memorias y Balances, y abarcando las tres etapas del período de concesión bajo estudio, merece destacarse:

- **El grupo empresario controlante se mantiene prácticamente sin cambios desde la privatización<sup>10</sup>.**
- **El funcionamiento y la expansión se han financiado principalmente con fondos propios, reinversión de utilidades y préstamos bancarios.**
- **Al cierre del ejercicio 2015, más de la mitad del Patrimonio neto corresponde a Resultados Acumulados.**

<sup>10</sup> Es sin duda una de las pocas excepciones. Entre las más de cuarenta empresas del sector eléctrico que surgieron de las privatizaciones de la década de 1990, la gran mayoría ha cambiado de grupo de control, y en casi todos los casos por retiro de los inversores originales.

## INVERSIONES COMPROMETIDAS

### **Inversiones Comprometidas y su cumplimiento. Inversiones en Transporte**

#### **En el Contrato de Concesión.**

El contrato de concesión estableció, entre sus condiciones iniciales, la realización de un Plan Obligatorio de Obras e Inversiones (POOI). Fue presupuestado en 74,3 millones de dólares, a ejecutar en el período 1995-2000 y comprendía 13 rubros, entre los cuales se destacaban por su magnitud los referidos a líneas y estaciones transformadoras.

Mediante las Resoluciones EPRET N° 792, 793, 794, 795, 796, 797 y 798/2001 dictadas por su Directorio sobre penalizaciones por incumplimiento al Plan Obligatorio de Obras e Inversiones en los siguientes rubros:

Rubro 1. ("Estaciones Transformadoras AT/MT y Líneas de 132KV de Alimentación asociadas"),

Rubro 2. ("Obras Asociadas a EETT AT/MT: salidas de Distribuidores y Alimentadores en Media Tensión"),

Rubro 4. ("Líneas de Distribución de Media Tensión"),

Rubro 5. ("Subestaciones Transformadoras MT/BT y Equipos Afines"),

Rubro 6. ("Líneas de Distribución en Baja Tensión para ampliaciones"),

Rubro 7. ("reemplazo de la actual Red de Distribución Secundaria Área por Cables Subterráneos en Centro de San Miguel de Tucumán") y

Rubro 8. ("Reemplazo de la Actual red de Distribución Secundaria Área Convencional por cables pre ensamblados") que por la Circular N° 13 de la Licitación Pública Internacional para la venta de acciones de EDETSa debía realizar la Distribuidora.

El EPRET penalizó en cada una de las Resoluciones con sanciones pecuniarias y multas a la empresa EDET S.A:

Resolución EPRET N° 792/2001 Rubro 1. Total penalización:	\$ 48.123,56
Resolución EPRET N° 793/2001 Rubro 2. Total penalización:	\$ 21.600,00
Resolución EPRET N° 794/2001 Rubro 4. Total penalización:	\$ 97.222,43
Resolución EPRET N° 795/2001 Rubro 5. Total penalización:	\$ 31.026,76
Resolución EPRET N° 796/2001 Rubro 6. Total penalización:	\$ 100.968,70

Resolución EPRET N° 797/2001 Rubro 7. Total penalización:	\$ 36.739,88
Resolución EPRET N° 798/2001 Rubro 8. Total penalización:	\$ 17.876,82
El total de las penalizaciones asciende a:	\$ 353.558,15

Ante estas Resoluciones EDET presentó un recurso de Reconsideración el cual fue rechazado por Resolución EPRET 127/03.

En junio de 2002 el Ente Regulador emitió una certificación<sup>11</sup> en la que constaba la conclusión de 8 de los 11 rubros y el estado de avance de los restantes.

En marzo del 2003 el mismo Ente dictó la Resolución 129/03 en la que se dispone la inclusión de ciertas obras adicionales, del POOI (Plan obligatorio de obras e inversiones) y fija 36 meses como nuevo plazo de finalización de obras. Así mismo dispone el reemplazo de la obra descrita en el Rubro 1.3.2 del POI –LAT de 132 KV entre la ET El Bracho y la ET Cevil Pozo por la construcción de ET Tranca. Esto se aprueba posteriormente por Decreto Provincial N° 955/03 y se fija un nuevo plazo de ejecución para otras, y se dan por concluidas las restantes, que comprendían 11 de los 13 rubros.

En mayo del año 2006 por Resolución del EPRET 477/06 se da por concluido el Plan de Obras e Inversiones del Rubro 7 aprobado por Resolución 129/03.

Resolución del EPRET 478/06 se da por concluido el Plan de Obras e Inversiones del Rubro 1 aprobado por Resolución 129/03.

### **En la Carta de Entendimiento.**

En el documento denominado Carta de Entendimiento, suscripto el 13 de julio de 2005, y su correspondiente Adenda del 22/8/05 que refleja los acuerdos básicos de la renegociación con la finalidad de: (i) establecer las condiciones jurídicas –económicas financieras y técnicas de la prestación del servicio (ii) la imposición de un régimen tarifario de transición (iii) fijar las pautas para la renegociación integral.

En el anexo I se establece el Plan Obligatorio de Inversiones mínimo de emergencia (POIME) por un monto de \$11.500.000 a ejecutar en un plazo de 12 meses.

En el anexo II se determina la variación de los costos asociados al POIME sobre el cual el EPRET realizara potenciales ajustes. Resolución EPRET N° 405/2007

Entre las obligaciones del Concesionario, un Plan Obligatorio de Inversiones Mínimas de Emergencia (POIME). El monto previsto fue de 11,5 millones de

<sup>11</sup> Nota EPRET N°101/2002 del 11 de junio de 2002.

pesos, y el cronograma de ejecución, de 12 meses. Por Resolución EPRET N° 563/05 se fijó como Mes 1 del POIME a noviembre de 2005. En razón de mayores costos comprobados, el plazo fue ampliado al máximo previsto en la Carta, que era de 15 meses.

El 4 de diciembre de 2007 el Ente Regulador declaró<sup>12</sup> concluido en términos reales el POIME, y certificó el cumplimiento de las cláusulas respectivas de la Carta de Entendimiento. Por haberse verificado cierto atraso en algunos ítems, respecto del plazo máximo, al mismo tiempo aplicó a EDET una sanción de \$ 15.068,13 equivalente al 1,3 por mil del presupuesto original.

### **En el Acta de Renegociación Integral (ARI).**

En este documento, suscripto el 18 de diciembre de 2006, se establece un Plan Obligatorio de Inversiones (POI) a ejecutar en el término de 12 meses, por un monto no inferior a 10 millones de pesos. Asimismo, se establece el compromiso de ejecutar inversiones por no menos de 50 millones de pesos, en los cuatro años subsiguientes, distribuidas uniformemente en el período. En ambos casos la obligación se vinculó a la percepción de los aumentos tarifarios allí convenidos. Por resolución del EPRET se fijó como Mes 1 del POI a octubre de 2007.

Esta ARI y su Addenda del 25 de abril del 2007 fueron aprobadas por Ley Provincial N° 7892.

Por Resolución EPRET 199/08 del 30 de mayo del 2008 se aprobó el programa de obras destinado a cumplimentar la primera etapa del compromiso de 50 millones de pesos, por un importe presupuestado de 12,5 millones para el año 2008.

Por Resolución EPRET 287/08 del 5 de agosto del 2008 se hizo lugar a un recurso de Reconsideración presentado por la Empresa vinculado al inicio del plazo del Plan de Inversiones adecuándolo a la actualización tarifaria.

Por Resolución EPRET 102/09 del 13 de marzo de 2009, y Res. N° 128/09 el Regulador dio por concluido en términos reales y por cumplidas las obligaciones del POI para el año 2007.

Por Resolución EPRET N° 470/09 del 7 de diciembre del 2009, el Ente dio por concluidas las obras de esta etapa y por cumplimentado el compromiso respectivo.

En los que se refiere a la Etapa II, correspondiente al año 2009, el programa y los plazos y metodología fueron aprobados por la Resolución EPRET N° 499/09 del 28 de diciembre de 2009. Por Resolución EPRET N° 490/10 del 2

---

<sup>12</sup> Resolución EPRET N° 405/07 del 4 de diciembre de 2007.

de diciembre del 2010, el Ente dio por concluidas las obras de esta etapa y por cumplimentado el compromiso respectivo. Habiéndose verificado ciertos atrasos, se aplicó al mismo tiempo una multa de \$ 41.547,37 equivalente al 2,7 por mil del presupuesto previsto para ese período.

El programa y los plazos de la Etapa III, correspondiente al año 2010, fueron aprobados por la Resolución EPRET N° 190/10 del 28 de mayo. Por Resolución EPRET N° 606 del 20 de diciembre del 2011, el Ente dio por concluidas las obras de esta etapa y por cumplimentado el compromiso respectivo. Habiéndose verificado ciertos atrasos, se aplicó al mismo tiempo una multa de \$ 28.091,59 equivalente al 1,6 por mil del presupuesto del período.

El programa y los plazos de la Etapa IV, correspondiente al año 2011, fueron aprobados por la Resolución EPRET N° 607/11 del 20 de diciembre de 2011. Por Resolución EPRET N° 266/12 del 13 de agosto de 2012, el Ente dio por concluidas las obras de esta etapa y por cumplimentado el compromiso respectivo. Habiéndose verificado ciertos atrasos, se aplicó al mismo tiempo una multa de \$ 268.296,83 equivalente al 13,4 por mil del presupuesto del período.

Por Resolución EPRET 469/09 del 7 de diciembre de 2009 se dispuso destinar la suma de \$ 53.4434,75 resultado de sanciones por Calidad de Producto y Servicio Técnico aplicadas con anterioridad, a la ejecución de un Plan Obligatorio de Inversiones Rurales. Por Resolución EPRET N° 59/12 del 14 de febrero de 2012, el Ente dio por concluidas las obras de esta etapa y por cumplimentado el compromiso respectivo. Habiéndose verificado ciertos atrasos, se aplicó al mismo tiempo una multa de \$ 2.610,28 equivalente al 4,9 por mil del presupuesto.

### **En la Revisión Tarifaria Integral 2011-2016.**

Al producirse la aprobación de la Revisión Tarifaria Integral –Resolución ERSEPT N° 139/2013 del 27 de agosto de 2013, se aprobó también el Plan Obligatorio de Inversiones de Distribución 2013-2016, a ser ejecutado por EDET con una parte de las retribuciones resultantes de la RTI. El monto total pre-supuestado fue de 19,4 millones de pesos, para el período 2013, y de 130,6 millones para el período 2014-2016.

La Resolución ERSEPT N° 25/15, del 3 de febrero de 2015, informa en sus considerandos que EDET ejecutó obras del POI 2013 por un total de 21,2 millones de pesos, superando el monto comprometido. En la parte dispositiva, la misma Resolución aplica una sanción por incumplimiento de los plazos por \$ 425.255. Esta suma equivale al 20 por mil de la inversión ejecutada.

### **En el Programa de Convergencia.**

En el Convenio de Aplicación suscripto el 7 de mayo de 2014 se establece un Plan de Inversiones presupuestado en 200 millones de pesos. Acerca del cumplimiento, se cuenta con el Informe Técnico – Junio, Julio y Agosto de 2015, que detalla las sumas recibidas e informa el grado de avance de las obras comprometidas. Ilustra mejor sobre esto la firma del segundo Convenio Instrumental, correspondiente al Programa de Convergencia 2015, en el que consta que hasta el 31 de diciembre de 2014 la Secretaría de Energía transfirió 111,6 millones de pesos por rendición de obras ejecutadas en el marco del Programa Convergencia 2014, quedando por realizar transferencias por 88,3 millones. Al mismo tiempo se conviene la ejecución de un nuevo Plan de Inversiones, para el año 2015, por un total de 300 millones de pesos, dividido en una primera etapa de 200 millones, y una segunda de 100 millones a comenzar cuando concluya la primera. Acerca del cumplimiento, el último documento recibido es el Informe Técnico – Noviembre de 2015, que detalla las sumas recibidas e informa el grado de avance de las obras comprometidas.

### **Comentario sobre el cumplimiento**

- **La información emitida por el Ente Regulador indica que la Concesionaria ha dado cumplimiento a sus obligaciones sobre inversiones comprometidas**, tanto en el Contrato de Concesión como en la ulterior Renegociación, y en la revisión tarifaria, y que viene dando cumplimiento a las relativas a la Convergencia Tarifaria. Solamente se han verificado, en todo el período de gestión, ciertos atrasos en la conclusión de algunas obras, lo que ha dado lugar a la aplicación de sanciones, de escasa significación en relación a la magnitud de los compromisos.

## **TRANSPORTE. OBRAS EN LA RED DE DISTRIBUCIÓN TRONCAL.**

El marco regulatorio eléctrico en el orden nacional impone a los concesionarios de transporte en Alta Tensión la obligación de la operación y mantenimiento, en tanto que las ampliaciones de la red quedan bajo responsabilidad principal de los usuarios. De esa manera, tanto los generadores, por el lado de la oferta, como los distribuidores y grandes usuarios, por el lado de la demanda, deben encargarse de impulsar y financiar las expansiones en extensión y capacidad de las redes.

Como es sabido, este sistema tuvo poca aplicación práctica, sobre todo en lo referido a la demanda, entre otras causas porque los distribuidores tuvieron pocas posibilidades de trasladar a sus tarifas el costo que conllevan tales compromisos. A través de los años, y mediante sucesivos cambios normativos, la iniciativa y el costo de las ampliaciones de transporte fue asumido por el Estado, y financiado con tasas aplicadas al consumo o directamente con recursos presupuestarios.

En el caso de la Provincia de Tucumán, como ya se refirió en la Reseña Histórica, el tema fue asumido mediante el dictado de una Ley Provincial y sucesivas medidas que definieron pasos concretos para la ejecución de obras de ampliación del transporte. La financiación de estas obras estuvo a cargo de recursos provinciales y, a partir de los acuerdos de Convergencia Tarifaria, también con aporte de recursos nacionales.

Ya en abril del año 2009 la Provincia de Tucumán, TRANSNOA, EDET S.A. y Minera Alumbrera convinieron el acceso a la Línea de Alta Tensión de 220kV de propiedad de esta última para construir una estación transformadora en Tafí del Valle y lograr de este modo, la interconexión de esa localidad al Sistema Interconectado Nacional.

En el año 2010, en el marco de la Ley Provincial 8342, antes citada, la Provincia y EDET S.A. firmaron un convenio por el cual se incorporó al Plan de Inversiones Obligatorias la construcción de la ET Tafí del Valle 220/33 kV, así como la ET Ayacucho 132/13,2kV y el Cable Subterráneo 132 kV entre las ET Avellaneda y Ayacucho, en la ciudad de San Miguel de Tucumán. Comprometiéndose la distribuidora a ejecutar y financiar las mismas dentro de los 18 meses de emitidas las autorizaciones necesarias.

La ET Tafí del Valle fue construida y puesta en servicio, habiéndose otorgado recepción provisoria en diciembre de 2014.

La ET Ayacucho tuvo principio de ejecución y la Distribuidora adquirió partes sustanciales del equipamiento, habiéndose recibido, por parte del ENRE, el

correspondiente Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública emitido en junio de 2012<sup>13</sup>.

Habiendo sobrevenido la oposición de un grupo de vecinos a la construcción de esta instalación, en septiembre del mismo año el ENRE suspendió la validez del certificado emitido<sup>14</sup>. A partir de allí la Provincia dispuso la suspensión de los trabajos, y haciendo constar la decisión del Gobierno de paralizar la obra<sup>15</sup>, resolvió dar por cumplido el convenio, y reconocer la EDET S.A. la inversión efectuada hasta el momento. Esta decisión se formalizó mediante Acta Acuerdo -aprobada por Ley Provincial N° 8832- en la que consta también la recepción de la ET Tafí del Valle.

---

<sup>13</sup> Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE), Resolución N° 137/12.

<sup>14</sup> Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE), Resolución N° 271/12.

<sup>15</sup> Considerando del Acta Acuerdo Anexa a la Ley Provincial 8832, promulgada en noviembre de 2015.

## RÉGIMEN SANCIONATORIO. SU APLICACIÓN.

En lo que se refiere a Calidad de Servicio y las sanciones por su eventual incumplimiento, el Contrato de Concesión definió cinco Etapas con exigencias crecientes. Las cuatro primeras de 24 meses de duración y la quinta hasta la finalización del período de gestión.

La Etapa I estaba destinada a instalar los equipos y perfeccionar la metodología de aplicación, resultando en la práctica un período de gracia que se concedía a la concesionaria para superar la situación más crítica de las redes.

A partir de la Etapa II comenzó la aplicación de Resoluciones sancionatorias. Tal como estaba fijado inicialmente, el destino de estas sanciones fue “reconocer a los clientes involucrados en eventos de mala calidad de servicio un crédito en las facturaciones del semestre inmediato posterior al semestre de control”<sup>16</sup>.

Las sanciones correspondientes a los cuatro semestres de la Etapa II se aplicaron mediante Resoluciones 473/99 y 348/00.

Las sanciones de la Etapa III fueron determinadas en la Resolución 775/03 y Nota 214/03.

En el Acta de Renegociación Integral se puso en vigencia la Etapa IV, con un nuevo sistema de control y sanciones, y se convino sobre el destino de sanciones pendientes: acreditación a los usuarios de categoría T1 de la suma de \$2,5 millones, e inversiones adicionales por \$10 millones; quedando sin efecto otras actuaciones sancionatorias por hechos acaecidos antes del 30 de junio de 2006.

Con posterioridad a la firma del A.R.I., con la Resolución EPRET N° 469/09 comienzan las sanciones del Ente por falta de calidad en la prestación del servicio, y ordena la devolución a los usuarios de tarifas y procede a la aplicación de bonificaciones y multas.

En el Artículo 1°: Rechaza el Recurso de Reconsideración de EDET SA en contra del Artículo 1° de la Resolución EPRET N° 455/2008 y el Artículo 3° de la Resolución EPRET N° 456/08, por sanciones comerciales operativas, ordenándose a la Distribuidora bonificar a los usuarios identificados en los Anexos I, II y III que forman parte integrante de la presente Resolución, con los montos allí consignados en un solo pago, bajo la leyenda “Bonif. Multa Art. 1° Res. EPRET N° 469/09”.

---

<sup>16</sup> Contrato de Concesión de EDET S.A. – Anexo IV.

En el Art. 2°: Rechaza el Recurso de Reconsideración de EDET SA en contra del Artículo 4° de la Resolución EPRET N° 455/2008 respecto al destino de las sanciones por Calidad de Servicio Técnico, por FMIK rural, por cuanto dicho indicador no cumple con las condiciones establecidas por la Cláusula Transitoria del Anexo 5 del ARI, debiendo la Distribuidora bonificar en las facturas de los usuarios de EDET SA encuadrados en las categorías tarifarias T1 Rurales la suma actualizada al 30/11/2009 de \$ 40.173,41 (pesos cuarenta mil ciento setenta y tres con cuarenta y un centavos) en un solo pago y ponderadas por los consumos registrados por el sector en el segundo semestre del año 2006, bajo la leyenda “Bonif. Multa Art. 2° Res. EPRET N° 469/09”.

En el Art. 3°: Rechaza el Recurso de Reconsideración de EDET SA en contra de la Resolución EPRET N° 455/2008 y Resolución EPRET N° 456/2008 respecto a Calidad de Producto Técnico – Objetivos No Cumplidos en mérito a los Considerandos de la presente, debiendo la Distribuidora depositar la suma de \$ 804.557,76 (pesos ochocientos cuatro mil quinientos cincuenta y siete con setenta y seis centavos), en la forma establecida en el Artículo 5° de la Resolución EPRET N° 455/2008 y cuya suma se encuentra detallada en el Anexo IV y asciende a \$ 804.557,76.

En el Art. 4°: Se ordena a la Distribuidora a destinar a la ejecución de un Plan Obligatorio de Inversiones Rurales (Cláusula Transitoria), el monto de \$ 534.434,75 (pesos quinientos treinta y cuatro mil cuatrocientos treinta y cuatro con setenta y cinco centavos) y cuyo detalle se encuentra en Anexo V que forma parte integrante de la presente Resolución, haciendo lugar parcialmente al Recurso de Reconsideración de EDET SA en contra de las Resoluciones EPRET N° 455 y 456/2008 respecto al destino de las sanciones por Calidad de Producto Técnico y Servicio Técnico.

En el Art. 5°: La Distribuidora deberá presentar dentro de los treinta (30) días corridos de notificada la presente Resolución el informe del Plan Obligatorio de Inversiones Rurales (Cláusula Transitoria), requiriendo dicho plan, ser aprobado mediante Resolución de este Organismo y como se manifestara en los Considerandos de este acto.

En el Art. 6°: Le hacen lugar, al Recurso de Reconsideración interpuesto por EDET SA en contra del Artículo 1° de la Resolución EPRET N° 455/2008 y el Artículo 3° de la Resolución EPRET N° 456/08, por las sanciones correspondientes a Calidad Comercial Administrativas.

En el Art. 7°: Se aprueban los resultados obtenidos de los Planes de Muestreos Estadísticos de Medidores de EDET SA correspondientes a los años 2006 y 2007 en virtud de ajustarse a las disposiciones de la Resolución EPRET N° 519/03, como también y conforme a los considerandos de este acto, los criterios respecto del Plan de Muestreo Estadístico de Medidores de EDET SA correspondiente al año 2008.

En el Art. 8°: Acreditar en las facturas de los usuarios de EDET SA encuadrados en las categorías tarifarias T1, en función de lo resuelto en el Artículo 7° de esta Resolución y por incumplimiento del Anexo de la Resolución EPRET N° 519/03, la suma de \$2.254.921,48 (pesos dos millones doscientos cincuenta y cuatro mil novecientos veintiuno con cuarenta y ocho centavos) en 9 (nueve) cuotas bimestrales o 18 (dieciocho) cuotas mensuales, iguales y consecutivas según el período de facturación, bajo la leyenda "Ajuste Art. 8° Res. EPRET N° 469/09" y siguiendo la metodología del Anexo VI, que forma parte integrante de la presente Resolución.

Resolución EPRET N° 400/2011 del 14/09/2011. No hace lugar al pedido de suspensión de ejecutoriedad ni al recurso contra la Resolución EPRET N° 308/2010, por el apartamiento a los niveles de Calidad del Servicio Técnico correspondiente a los dos semestres del año 2008, sancionado a la Distribuidora con una multa debiendo bonificar en la próxima factura a partir de la notificación de la Resolución a los usuarios de EDET SA. También hace lugar parcialmente al Recurso Interpuesto por EDET SA en contra de la Resolución EPRET N° 308/2010 y, la sancionan por el apartamiento a los niveles de Calidad de Servicio Comercial, Sanciones Operativas, con una multa y ordenan a la Distribuidora bonificar a los usuarios.

Resolución EPRET N° 273/2012 del 21/08/2012 Establece multas por falta de calidad de servicio técnico y producto técnico y calidad de servicio comercial. Por las mismas la Distribuidora deberá fijar bonificaciones a los usuarios.

Resolución EPRET N° 400/2012 del 5/12/2012. Formula cargos a EDET por incumplimientos en la calidad del servicio técnico, del producto técnico y del servicio comercial prestado por EDET, también actualiza sanciones por reconexiones.

Resolución EPRET N° 198/2013 del 11/06/2013. Establece multas por falta de calidad de servicio técnico y producto técnico y calidad de servicio comercial. También aprueba los planes de muestreo estadístico de medidores. Por las mismas la Distribuidora deberá fijar bonificaciones a los usuarios.

Resolución EPRET N° 199/2013 del 11/06/2013. Establece multas por falta de calidad de servicio técnico y producto técnico y calidad de servicio comercial. Por las mismas la Distribuidora deberá fijar bonificaciones a los usuarios.

Resolución EPRET N° 200/2013 del 12/06/2013. No hace lugar al descargo de EDET en relación a Resolución EPRET N° 400/2012 y actualiza los montos de las multas.

Resolución EPRET N° 673/14 del 16/12/2014. Formula cargos a EDET por incumplimientos en la calidad del servicio técnico, del producto técnico y del servicio comercial prestado por EDET y le da un plazo de 15 días para que

informe al Ente el Listado de la cantidad de clientes beneficiados con la sanción.

Resolución EPRET N° 397/15 del 10/08/15. No hace lugar al recurso de reconsideración en contra de la Resolución EPRET N° 673/14 ni a la suspensión de la ejecutoriedad de la Resolución.

Resolución EPRET N° 606/15 del 02/12/2015. Sanciona con cargos a EDET por incumplimientos en la calidad del servicio técnico, del producto técnico y del servicio comercial prestado por EDET, también actualiza sanciones por reconexiones. Y además multa con un equivalente a 100.000 KWh valorizados al precio promedio de venta de la energía eléctrica por incumplimiento del Art 13 de la Resolución EPRET N° 673/14.

Resolución EPRET N° 582/15 del 17/11/2015 que formula cargos a EDET por incumplimientos en la calidad del servicio técnico, del producto técnico y del servicio comercial prestado por EDET. Así mismo aprueba el muestreo estadístico de medidores 2013.

Resolución EPRET N° 22/15 del 05/02/2015. Sanciona con cargos a EDET por incumplimientos en la calidad del servicio técnico, del producto técnico y del servicio comercial prestado por EDET, y por incumplimiento de la Resolución 519/03 le impone una multa de \$ 4.765.089,16.

En el ANEXO V se presenta el monto de las penalizaciones por Calidad de Servicio, y se identifican las Resoluciones respectivas.

## ENCUESTA DE SATISFACCIÓN DE USUARIOS

La empresa EDET mantiene participación en un programa de encuestas sobre satisfacción de usuarios de distribuidoras de energía eléctrica de Sudamérica, que se desarrolla por convenio de colaboración entre la ABRADDEE<sup>17</sup> y la CIER<sup>18</sup>. Llevan realizadas doce rondas de diagnóstico, habiendo comprendido en su informe 2014, 52 empresas distribuidoras del subcontinente, que se analizan comparativamente en dos bloques: 33 empresas menores, hasta 500.000 usuarios y 19 empresas con mayor cantidad de usuarios<sup>19</sup>. Por consiguiente, EDET se analiza comparativamente con el conjunto de empresas menores.

Para las empresas mayores se encuestan 625 casos con margen de error del 4%<sup>20</sup>. Para las menores, 400 casos con margen de error del 5%. La muestra patrón está compuesta por 25.076 casos<sup>21</sup>, aplicados en 685 municipios de 52 distribuidoras, en 8 países de Sudamérica y 6 países de Centroamérica.

A los resultados obtenidos en estas encuestas, CIER adiciona los resultados obtenidos por la ABRADDEE entre 20 empresas brasileras. La muestra patrón de esas 20 empresas suman 12.050 casos, que fueron aplicados en 464 municipios del territorio brasileño.

A partir de ello se elabora el “Índice CIER”, para reflejar el estado promedio general de satisfacción de los usuarios del universo analizado, frente a los distintos aspectos que se miden.

En el caso de EDET, para la ronda del informe 2014<sup>22</sup> se tomaron los 400 casos de 13 municipios en tres regiones [Banda Rio Salí + Tafí Viejo; Concepción + Monteros; Metropolitana].

Se miden doce índices que expresan, desde distintos enfoques, la percepción de la prestación recibida y la consecuente satisfacción o insatisfacción de los usuarios de cada distribuidora. Y se los compara con los resultados de las otras distribuidoras de la muestra y con el “Índice CIER”.

Se destaca que la participación de EDET en este programa constituye de por sí una relevante iniciativa para medir y mejorar su performance, ya que la investigación le proporciona información interesante sobre la percepción y opinión de sus usuarios y una base conceptual valiosa para interactuar con

<sup>17</sup> Asociación Brasileira de Distribuidoras de Energía Eléctrica.

<sup>18</sup> Comisión de Integración Energética Regional.

<sup>19</sup> La mayor encuestada, la CFE de México con 28 millones de usuarios.

<sup>20</sup> Los informes analizados han sido producidos por Instituto Innovare – Pesquisa de Mercado e Opinião LTDA.

<sup>21</sup> En todos los casos, se toman usuarios residenciales urbanos.

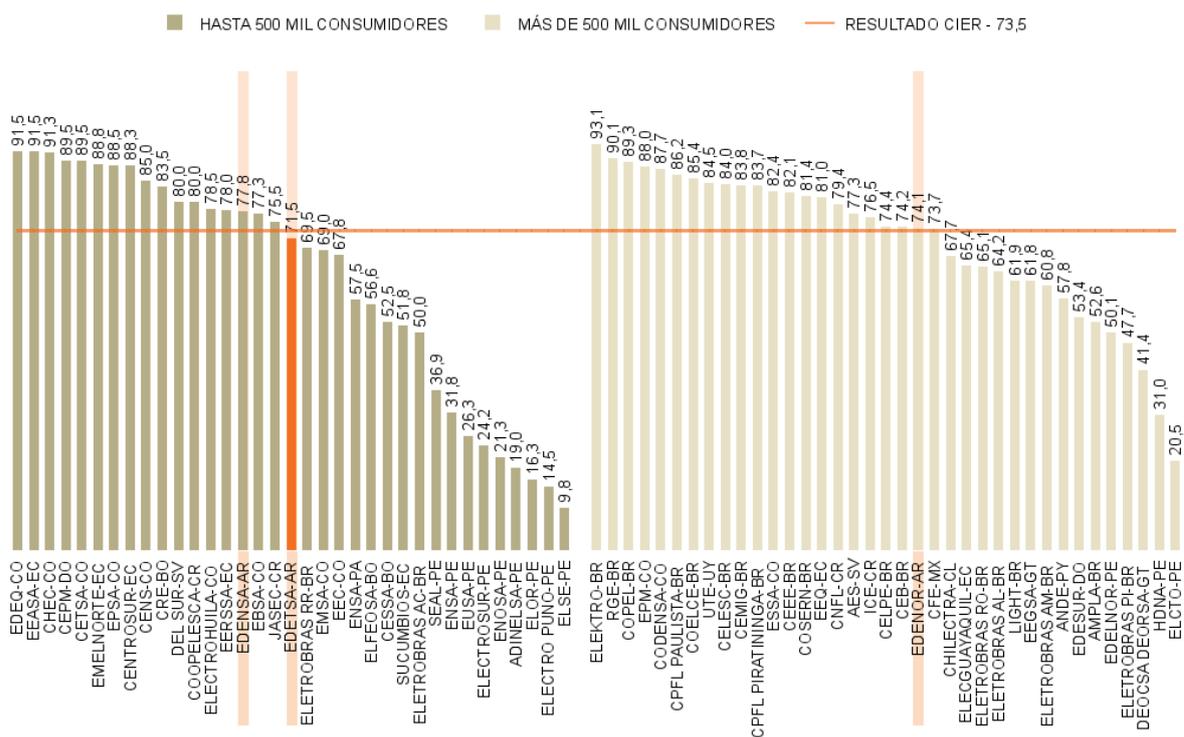
<sup>22</sup> Se han revisado informes y resultados para los años 2010 a 2014. Por ser el más reciente disponible y por ello aproximar mejor el desempeño alcanzado por EDET, se refiere el de este último año. No obstante ello, se señala la evolución cuando ésta es notoria.

ellos. En los informes analizados se incluyen también resultados de otras 4 distribuidoras argentinas: Edenor, Edesur, EJESA Y EDEN.

Los resultados obtenidos para EDET, tanto en términos absolutos como en su comparación con la muestra y el Índice CIER, presentan una situación de satisfacción media en términos generales, entre los extremos representados por aquellas distribuidoras que por su mejor percepción de satisfacción se toman como “benchmark” y aquellas con menor medición de satisfacción. Los indicadores de EDET se presentan cercanos al Índice CIER (promedio ponderado del conjunto), ligeramente por encima o por debajo.

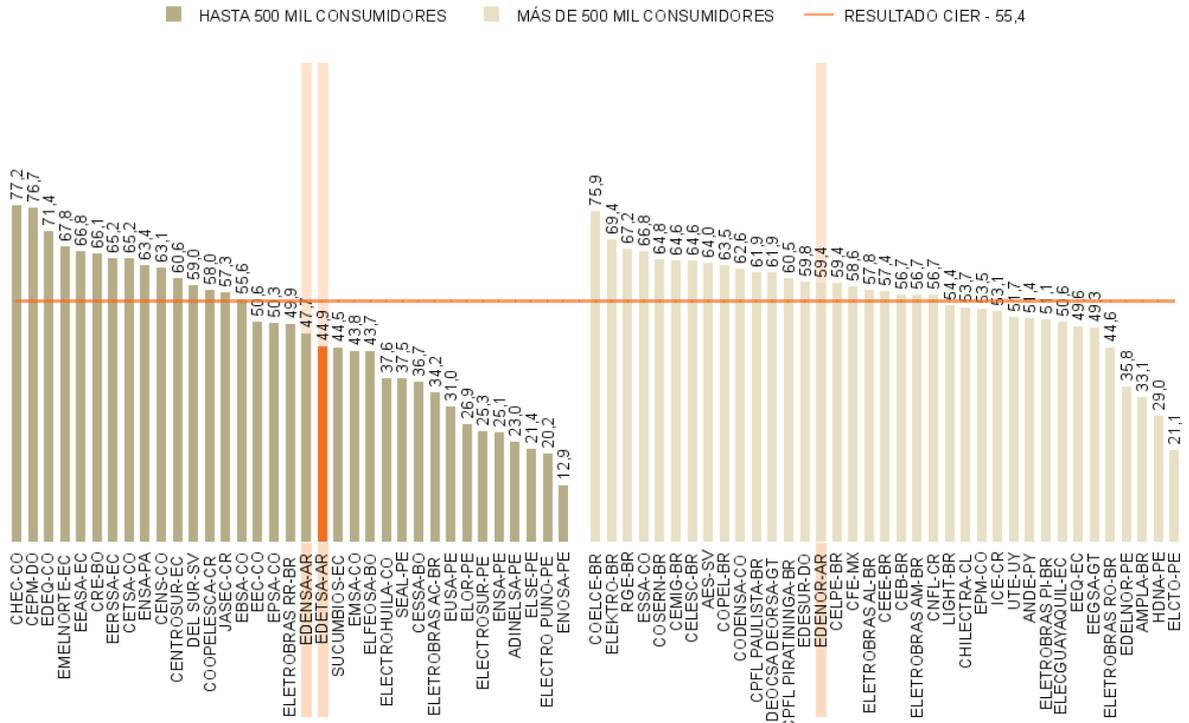
A modo de ejemplo, reproducimos sólo algunos de los principales índices, para 2014, reflejo de lo recién expresado.

IAC – Índice de aprobación del consumidor. Para las cinco áreas de calidad encuestadas: “calidad y continuidad del suministro”, “información y comunicación”, “factura de energía”, “atención al consumidor” e “imagen”, cada una con su conjunto de atributos.

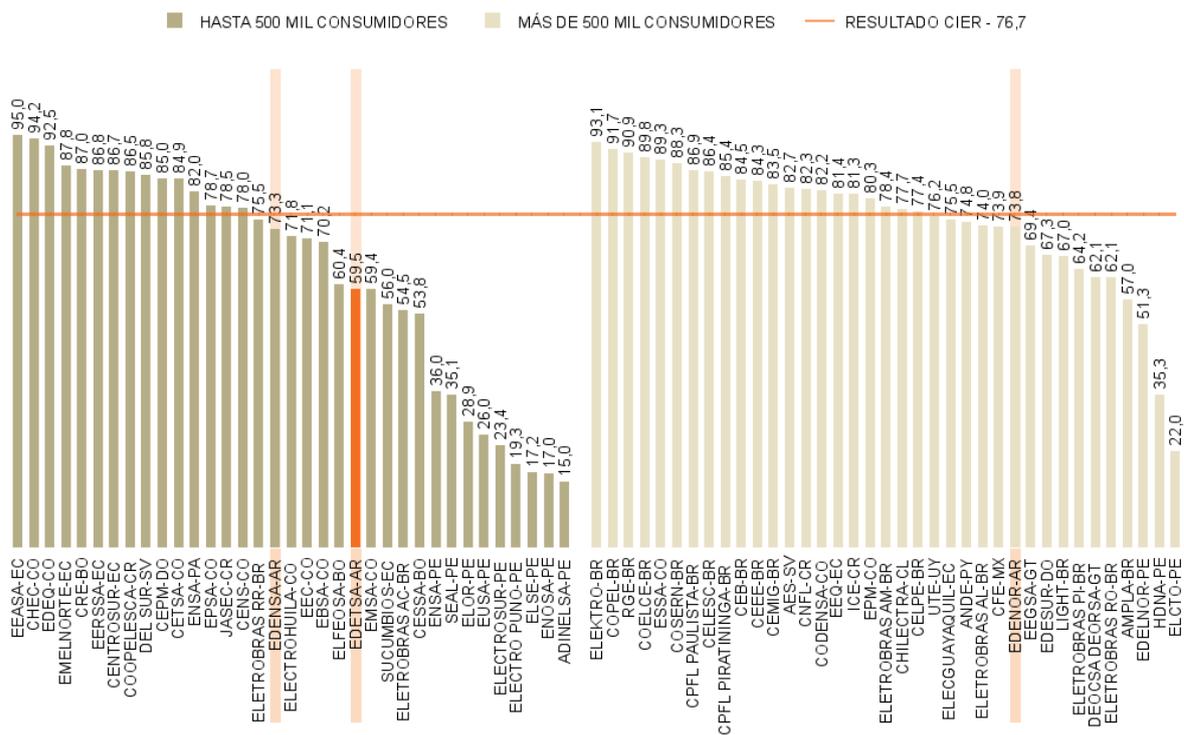


Este indicador, desagregado por los distintos atributos que lo integran, refleja por ejemplo un mejor desempeño de EDET que el Índice CIER en los atributos de Factura de Energía; similar desempeño en Suministro de Energía y Atención al Consumidor; y menor en Información y Comunicación e Imagen. También una percepción ligeramente menor al Índice CIER en cuanto a los atributos percibidos respecto al precio y su relación a la calidad.

El ISC (Índice de Satisfacción del Consumidor) es un índice compuesto, que considera en su cálculo tanto el precio cuanto la calidad percibida por el consumidor.



Se incluyen asimismo otros aspectos e indicadores de calidad tales como la responsabilidad social (de menor desempeño comparativo), el alumbrado público (desempeño similar al índice CIER), llegándose a un ISG (Índice de Satisfacción General) que mide la evaluación general, y entre un ordinal de 15 y 95, indica para EDET 60 puntos, siendo el Índice CIER de 76,7.



Cabe añadir que estos indicadores de satisfacción han tenido ligeros altibajos desde 2010, con descensos en este informe del 2014. Pero resumidamente, surge que la investigación comparativa de satisfacción percibida por los usuarios, de la que EDET participa, indica una posición media y sin señal de cuestiones que puedan señalarse como estructuralmente deficitarias.

Siendo este apartado referido a satisfacción percibida por los usuarios, es útil vincularlo en coincidencia con la evolución del desempeño de calidad de la distribuidora, medido en sus distintos atributos, lo cual se trata en sus respectivos apartados.

## **TARIFA DE INTERÉS SOCIAL**

Tal como se señaló en el apartado RESEÑA HISTÓRICA, ya en el año 2006, el Acta de Renegociación Integral dispuso la implementación de una Tarifa de Interés Social.

Beneficiaba con un descuento a los usuarios residenciales de las categorías T1R1 y T1R2, con consumos de menos de 100 y 150 kWh mensuales, y a beneficiarios del PERMER, y la financiación estaba a cargo de los usuarios de las restantes categorías.

La innovación del sistema de precios mayoristas –quita de subsidios- a principios del 2016 llevó a establecer un sistema más complejo, destinado a identificar beneficiarios mediante el cruce de datos demostrativos de su situación socioeconómica. Este sistema está alineado con el establecido en el orden nacional, es decir, trasladando al usuario final los subsidios parciales que se otorgan desde el precio mayorista, en función de la situación del beneficiario y del nivel de consumo.

EDET S.A. ha informado que a abril de 2016 son beneficiarios 157.708 clientes de la categoría T1R, sobre un total de 437.440 comprendidos en la misma.

## **CUMPLIMIENTO DE OBLIGACIONES CON EL M.E.M. Y DE OTRAS NORMAS NACIONALES.**

La documentación proporcionada por EDET S.A. informa el pago de las sumas facturadas por CAMMESA para el período enero 2014-diciembre 2015.

Asimismo, en los documentos suscriptos en el marco del Programa de Convergencia de 2014 y 2015 se hace constar que no existen deudas pendientes con CAMMESA.

No se han recibido de EDET S.A., del Regulador, ni de otras fuentes, informaciones sobre incumplimientos de normas de jurisdicción nacional del Mercado Eléctrico.

## COMPARACIÓN CON OTRAS DISTRIBUIDORAS

El estudio comparativo se ha enfocado en dos factores fundamentales: la tarifa y la calidad de servicio. Como es sabido, existen en el país distribuidoras de diferente dimensión, distintas historias, diferentes regímenes de propiedad y distintos marcos regulatorios. A los fines de la comparación, se han consignado los datos relevantes en cada caso, informados por ADEERA. Y para completar el análisis de tarifas se incluye la comparación tarifaria de CIER con distribuidoras de Latinoamérica.

### Tarifas Medias Comparadas

Se ha analizado la evolución de las tarifas medias de EDET, comparadas con las de un conjunto de diez distribuidoras, para el periodo 2000 a 2014, en base a datos característicos obtenidos de ADEERA<sup>23</sup>.

La tarifa media se calcula en función de las variables “Ingresos por Ventas” / “Energía distribuida”, en pesos corrientes por megavatio-hora (\$/MWh) en cada año de la serie y para el Total de Usuarios y Usuarios Propios<sup>24</sup>.

A los efectos analíticos también se ha procurado comparar la tarifa media en valores monetarios “constantes”,<sup>25</sup> valiendo este concepto hasta donde permite la calidad de los indicadores disponibles. En todo caso, las limitaciones de los indicadores afectan por igual a todas las empresas comparadas. El propósito es el de señalar la evolución tarifaria en valores homogéneos, en su secuencia temporal. El ajuste por IPIM aproxima la visión del servicio desde los costos de sus insumos. El ajuste por CER, desde el impacto tarifario sobre los usuarios.

Distribuidoras por Tamaño	Cantidad Usuarios
	2014
<i>EDET - Tucumán</i>	476.804
<i>EDESUR - AMBA</i>	2.464.006
<i>EJESA - Jujuy</i>	313.778
<i>EDESE - S. Estero</i>	246.784
<i>EDEMSA - Mendoza</i>	412.242
<i>EDESA - Salta</i>	313.778
<i>ESJ SA - San Juan</i>	194.478
<i>EMSA - Misiones</i>	213.801
<i>EDELAR - La Rioja</i>	116.553
<i>EDECAT/Energía Catamarca</i>	110.495
<i>EDELAP - Pcia Buenos Aires</i>	342.310

<sup>23</sup> <http://www.adeera.com.ar/>

<sup>24</sup> Total de Usuarios: usuarios propios + usuarios de peaje.

<sup>25</sup> La serie a moneda corriente se ajusta por la evolución del IPIM (Manufactura y Energía Eléctrica) del INDEC y con el Coeficiente de Estabilización de Referencia (CER) del BCRA, basado en datos del INDEC.

Las diez distribuidoras tomadas en la comparativa son las del cuadro anterior. Han sido seleccionadas en función de la disponibilidad de datos y su tamaño relativo respecto de EDET, medido por la cantidad de usuarios al 2014.

La evolución indica que EDET ha tenido, para el periodo, un nivel de tarifas intermedio, variable respecto a las distribuidoras menores<sup>26</sup> y mayor al de las de mayor tamaño.

Estas posiciones relativas se manifiestan bastante constantes en el periodo, lo cual remite a las diferentes características estructurales y alternativas regulatorias de cada concesión. Para EDET, estas observaciones nos conducen a apreciar una cierta regularidad en la evolución de la tarifa, en cuanto a su valor a “pesos constantes” posterior a la crisis y renegociación.

---

<sup>26</sup> Superior a los casos de EDEMSA, Energía San Juan, EDELAP, EDELAR, EDECAT e inferior a EJESA, EDESE, EDESA, y EMSA, aunque con altibajos relativos, según los periodos, por circunstancias propias de la evolución de cada concesión.

Cuadro de Tarifas medias en pesos corrientes<sup>27</sup>:

TARIFAS MEDIAS - Fuente: ADEERA															
EN MONEDA CORRIENTE															
	s/mwh														
<b>I EDET - Tucumán</b>	<b>2000</b>	<b>2001</b>	<b>2002</b>	<b>2003</b>	<b>2004</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>
TM Total	95,65	95,65	92,88	92,54	100,23	116,57	122,36	134,71	164,34	185,99	204,90	223,26	237,36	261,27	316,60
TM U/pr.	s/d	s/d	s/d	99,57	107,87	127,11	133,85	145,49	182,03	206,81	226,93	258,49	261,71	285,38	336,42
<b>II EDESUR - AMBA</b>	<b>2000</b>	<b>2001</b>	<b>2002</b>	<b>2003</b>	<b>2004</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>
TM Total	70,60	67,35	67,52	70,10	80,06	92,11	91,74	128,84	112,20	125,73	122,77	124,56	147,73	165,16	177,77
TM U/pr.	s/d	s/d	s/d	81,01	90,58	107,69	133,85	146,62	128,56	143,60	140,00	142,01	169,68	191,52	205,36
<b>III EJESA - Jujuy</b>	<b>2000</b>	<b>2001</b>	<b>2002</b>	<b>2003</b>	<b>2004</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>
TM Total	98,39	111,96	114,46	104,55	98,31	117,19	131,92	137,75	137,75	191,10	221,63	243,03	346,08	346,08	477,37
TM U/pr.	s/d	s/d	s/d	125,94	120,19	142,45	158,59	163,97	163,97	226,82	254,83	285,14	408,55	408,55	529,81
<b>IV EDESE - S. Estero</b>	<b>2000</b>	<b>2001</b>	<b>2002</b>	<b>2003</b>	<b>2004</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>
TM Total	101,04	105,45	114,60	106,83	103,07	120,91	125,06	138,01	152,65	179,35	210,74	253,16	266,89	337,07	325,38
TM U/pr.	s/d	s/d	s/d	113,16	111,55	130,44	134,88	148,00	161,57	187,54	220,97	265,53	279,18	351,63	341,20
<b>V EDEMSA - Mendoza</b>	<b>2000</b>	<b>2001</b>	<b>2002</b>	<b>2003</b>	<b>2004</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>
TM Total	67,09	70,27	68,95	70,91	82,20	94,28	98,49	115,51	138,02	160,81	191,82	191,82	228,35	244,83	273,04
TM U/prop.	s/d	s/d	s/d	72,75	85,73	100,57	104,90	122,72	151,23	174,25	205,62	205,62	247,01	270,49	316,51
<b>VI EDESA - Salta</b>	<b>2000</b>	<b>2001</b>	<b>2002</b>	<b>2003</b>	<b>2004</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>
TM Total	94,27	97,73	100,58	93,53	107,95	130,47	157,64	171,36	194,67	218,68	239,72	247,28	342,95	439,09	491,60
TM U/pr.	s/d	s/d	s/d	97,61	120,19	138,25	169,82	182,42	204,94	228,62	249,41	236,81	356,52	456,16	508,90
<b>VII ESJ SA - San Juan</b>	<b>2000</b>	<b>2001</b>	<b>2002</b>	<b>2003</b>	<b>2004</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>
TM Total	98,39	70,44	91,08	76,04	82,22	93,39	97,97	114,91	133,31	152,75	173,03	314,57	314,57	s/d	314,57
TM U/pr.	s/d	s/d	s/d	96,91	104,52	120,07	127,49	147,45	168,81	188,30	208,89	373,34	373,34	s/d	373,34
<b>VIII EMSA - Misiones</b>	<b>2000</b>	<b>2001</b>	<b>2002</b>	<b>2003</b>	<b>2004</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>
TM Total	100,21	97,06	83,29	108,22	110,65	130,37	134,91	163,36	150,55	168,62	195,42	186,88	233,38	233,38	338,24
TM U/pr.	s/d	s/d	s/d	108,21	110,65	130,37	134,91	224,53	206,32	225,21	260,63	241,87	329,07	329,07	478,66
<b>IX EDELAR - La Rioja</b>	<b>2000</b>	<b>2001</b>	<b>2002</b>	<b>2003</b>	<b>2004</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>
TM Total	84,24	91,16	90,81	74,21	84,17	93,41	111,27	115,39	133,40	159,70	172,76	172,76	197,77	197,77	197,77
TM U/pr.	s/d	s/d	s/d	90,60	102,41	117,09	142,45	141,36	155,74	181,66	195,16	195,16	220,41	220,41	220,41
<b>X JECAT/Energía Catamarca</b>	<b>2000</b>	<b>2001</b>	<b>2002</b>	<b>2003</b>	<b>2004</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>
TM Total	94,21	98,04	107,54	s/d	s/d	121,55	121,55	111,35	111,35	s/d	101,36	92,71	200,21	s/d	s/d
TM U/pr.	s/d	s/d	s/d	s/d	s/d	132,16	132,16	124,79	124,79	124,79	116,90	105,75	220,20	s/d	s/d
<b>XI DELAP - Pcia Buenos Aires</b>	<b>2000</b>	<b>2001</b>	<b>2002</b>	<b>2003</b>	<b>2004</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>
TM Total	s/d	87,94	82,95	48,55	54,48	62,85	69,53	77,45	80,44	93,12	90,43	90,12	121,84	167,35	181,21
TM U/pr.	s/d	s/d	s/d	79,50	87,95	104,48	112,77	121,70	125,53	142,37	140,37	136,90	182,95	252,50	269,35

## En pesos constantes de 2000 ajustados por IPIM:

TARIFAS EN MONEDA CONSTANTE															
Ajustado por IPIM															
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
<b>EDET - Tucumán</b>	95,65	96,46	57,68	48,24	48,58	52,07	50,34	50,10	53,00	55,71	54,01	52,22	49,09	47,56	45,99
TM Total - (a s 2000)				51,90	52,28	56,78									
TM U/pr. - (a s 2000)															
<b>EDESUR - AMBA</b>															
TM Total	70,60	67,91	41,93	36,54	38,80	41,15	37,74	47,92	36,19	37,66	32,36	29,13	30,55	30,07	25,83
TM U/pr.				42,22	43,90	48,11	55,06	54,53	41,46	43,01	36,90	33,21	35,09	34,86	29,83
<b>EJESA - Jujuy</b>															
TM Total	98,39	112,90	71,08	54,50	47,65	52,35	54,27	51,23	44,43	57,24	58,42	56,84	71,57	63,00	69,35
TM U/pr.				65,64	58,25	63,63	65,24	60,98	52,88	67,94	67,17	66,69	84,49	74,37	76,97
<b>EDESE - S. Estero</b>															
TM Total	101,04	106,34	71,16	55,68	49,95	54,01	51,45	51,33	49,23	53,72	55,55	59,21	55,19	61,36	47,27
TM U/pr.				58,98	54,07	58,27	55,49	55,04	52,11	56,17	58,25	62,10	57,73	64,01	49,57
<b>EDEMSA - Mendoza</b>															
TM Total	67,09	70,86	42,81	36,96	39,84	42,12	40,52	42,96	44,51	48,17	50,57	44,86	47,22	44,57	39,67
TM U/prop.				37,92	41,55	44,92	43,16	45,64	48,77	52,20	54,20	48,09	51,08	49,24	45,98
<b>EDESA - Salta</b>															
TM Total	94,27	98,55	62,46	48,75	52,32	58,28	64,85	63,73	62,79	65,50	63,19	57,84	70,92	79,93	71,42
TM U/pr.				50,88	58,25	61,76	69,86	67,85	66,10	68,48	65,74	55,39	73,73	83,04	73,93
<b>ESJ SA - San Juan</b>															
TM Total	98,39	71,03	56,56	39,63	39,85	41,72	40,30	42,74	43,00	45,75	45,61	73,57	65,05		45,70
TM U/pr.				50,51	50,66	53,64	52,45	54,84	54,44	56,40	55,06	87,32	77,21		54,24
<b>EMSA - Misiones</b>															
TM Total	100,21	97,87	51,72	56,41	53,63	58,23	55,50	60,76	48,56	50,51	51,51	43,71	48,26	42,48	49,14
TM U/pr.				56,40	53,63	58,23	55,50	83,51	66,54	67,46	68,70	56,57	68,05	59,90	69,54
<b>EDELAR - La Rioja</b>															
TM Total	84,24	91,92	56,39	38,68	40,79	41,72	45,78	42,92	43,02	47,83	45,54	40,41	40,90	36,00	28,73
TM U/pr.				47,22	49,64	52,30	58,60	52,57	50,23	54,42	51,44	45,64	45,58	40,12	32,02
<b>EDECAT/Energía Catamarca</b>															
TM Total	94,21	98,86	66,78			54,30	50,01	41,41	35,91		26,72	21,68	41,40		
TM U/pr.						52,12	59,04	54,37	46,41	40,25	37,38	30,81	24,73	45,54	
<b>EDELAP - Pcia Buenos Aires</b>															
TM Total		88,68	51,51	25,31	26,40	28,08	28,60	28,81	25,94	27,89	23,84	21,08	25,20	30,46	26,33
TM U/pr.				41,44	42,62	46,67	46,39	45,26	40,49	42,65	37,00	32,02	37,83	45,97	39,13

<sup>27</sup> La fuente presenta algunos casos de falta de datos o repetidos, que se han tomado tal cual. Para EDET se ha corregido datos de ventas de 2011, tomándolos de su Balance.

En pesos constantes de 2000 ajustados por CER:

TARIFAS EN MONEDA CONSTANTE															
Ajustado por CER	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
<b>EDET - Tucumán</b>															
TM Total - (a \$ 2000)	95,65	95,65	66,09	63,53	65,22	67,88	64,73	65,68	74,22	78,53	77,91	77,50	74,53	74,22	72,33
TM U/pr. - (a \$ 2000)				68,35	70,19	74,02	70,80	70,94	82,20	87,32	86,29	89,72	82,18	81,07	76,86
<b>EDESUR - AMBA</b>															
TM Total	70,60	67,35	48,05	48,12	52,10	53,64	48,53	62,82	50,67	53,09	46,68	43,24	46,39	46,92	40,61
TM U/pr.				55,61	58,94	62,71	70,80	71,49	58,06	60,63	53,23	49,29	53,28	54,41	46,92
<b>EJESA - Jujuy</b>															
TM Total	98,39	111,96	81,45	71,77	63,98	68,24	69,78	67,16	62,21	80,69	84,27	84,36	108,67	98,31	109,07
TM U/pr.				86,45	78,22	82,95	83,89	79,95	74,05	95,77	96,89	98,98	128,29	116,06	121,05
<b>EDESE - S. Estero</b>															
TM Total	101,04	105,45	81,55	73,33	67,07	70,41	66,16	67,29	68,93	75,73	80,13	87,87	83,80	95,75	74,34
TM U/pr.				77,67	72,59	75,96	71,35	72,16	72,97	79,18	84,02	92,17	87,66	99,89	77,95
<b>EDEMSA - Mendoza</b>															
TM Total	67,09	70,27	49,06	48,68	53,49	54,90	52,10	56,32	62,33	67,90	72,94	66,58	71,70	69,55	62,38
TM U/prop.				49,94	55,79	58,56	55,49	59,83	68,29	73,57	78,18	71,37	77,56	76,84	72,31
<b>EDESA - Salta</b>															
TM Total	94,27	97,73	71,58	64,20	70,25	75,97	83,39	83,55	87,91	92,33	91,15	85,84	107,69	124,73	112,32
TM U/pr.				67,00	78,22	80,51	89,83	88,94	92,55	96,53	94,83	82,20	111,95	129,58	116,27
<b>ESJ SA - San Juan</b>															
TM Total	98,39	70,44	64,81	52,19	53,50	54,38	51,83	56,03	60,20	64,50	65,79	109,19	98,78		71,87
TM U/pr.				66,52	68,02	69,92	67,44	71,89	76,23	79,51	79,42	129,59	117,23		85,30
<b>EMSA - Misiones</b>															
TM Total	100,21	97,06	59,27	74,29	72,00	75,91	71,37	79,65	67,99	71,19	74,30	64,87	73,28	66,30	77,28
TM U/pr.				74,28	72,00	75,91	71,37	109,47	93,17	95,09	99,10	83,96	103,33	93,48	109,36
<b>EDELAR - La Rioja</b>															
TM Total	84,24	91,16	64,62	50,94	54,77	54,39	58,86	56,26	60,24	67,43	65,69	59,97	62,10	56,18	45,19
TM U/pr.				62,19	66,65	68,18	75,36	68,92	70,33	76,70	74,21	67,74	69,21	62,61	50,36
<b>EDECAT/Energía Catamarca</b>															
TM Total	94,21	98,04	76,53			70,78	64,30	54,29	50,28		38,54	32,18	62,87		
TM U/pr.					69,98	76,96	69,91	60,84	56,35	52,69	44,45	36,71	69,14		
<b>EDELAP - Pcia Buenos Aires</b>															
TM Total		87,94	59,02	33,33	35,45	36,60	36,78	37,76	36,33	39,32	34,38	31,28	38,26	47,54	41,40
TM U/pr.				54,57	57,23	60,84	59,65	59,33	56,69	60,11	53,37	47,52	57,45	71,73	61,54

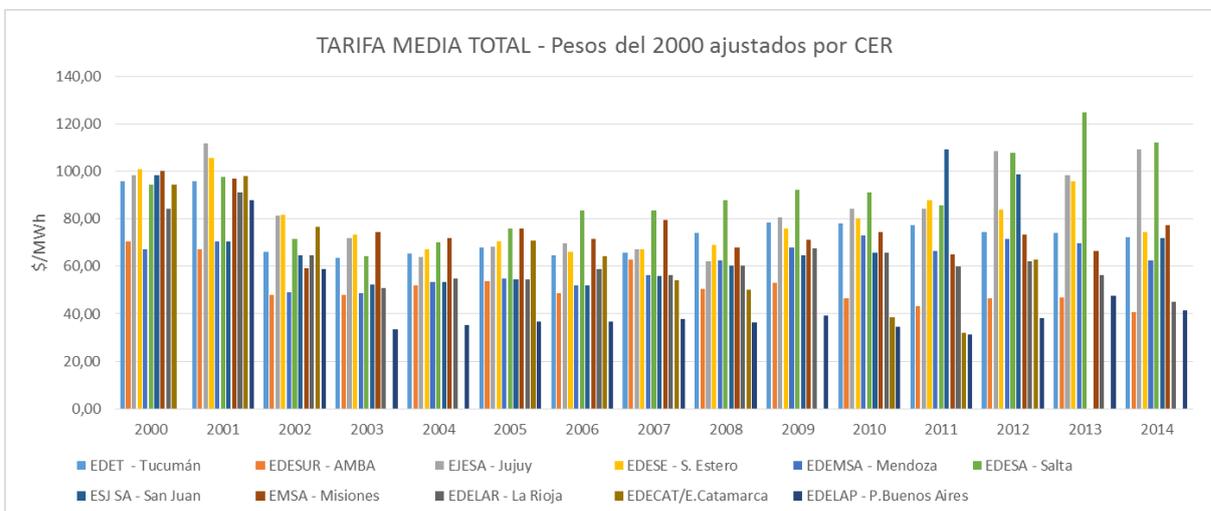
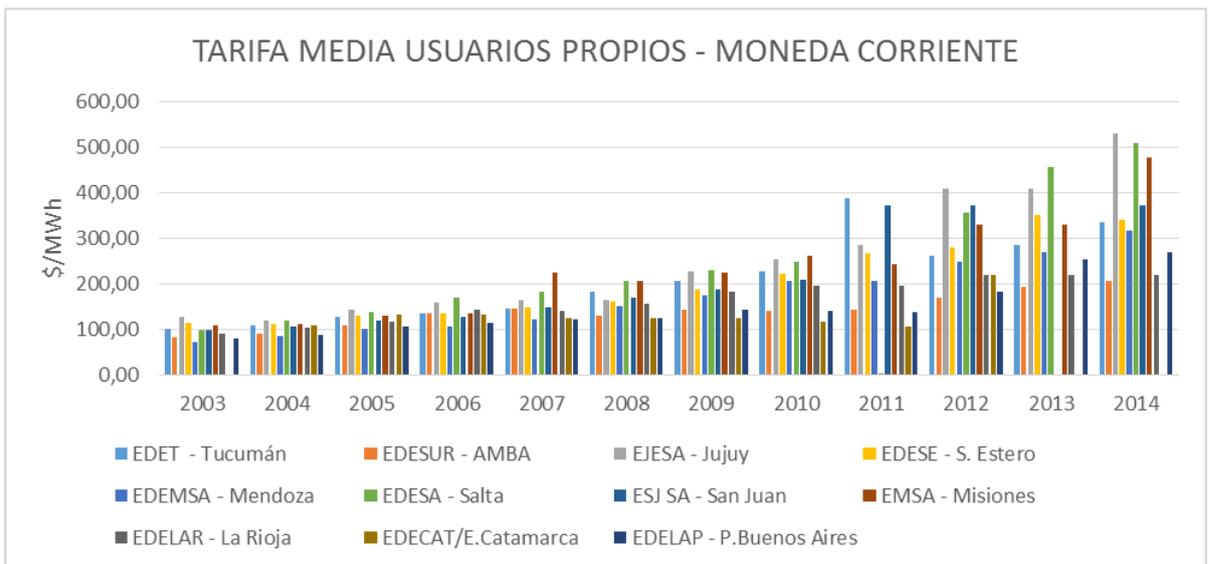
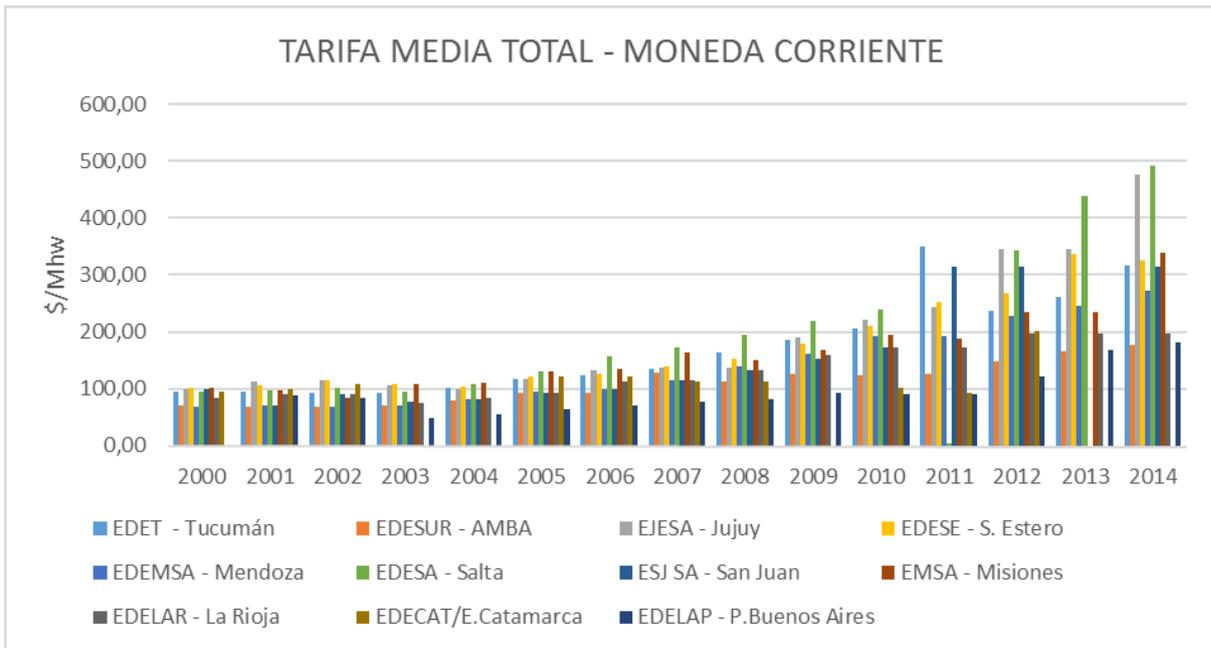
En términos reales -a valores “constantes” del año 2000-, la tarifa media total de EDET ha resultado decreciente en el periodo de gestión, con altibajos según los años y según el indicador de ajuste que se utiliza. Para 2000-2014 la Tarifa Media Total bajó un 52% si es ajustada por IPIM y un 24% si se ajusta por CER.

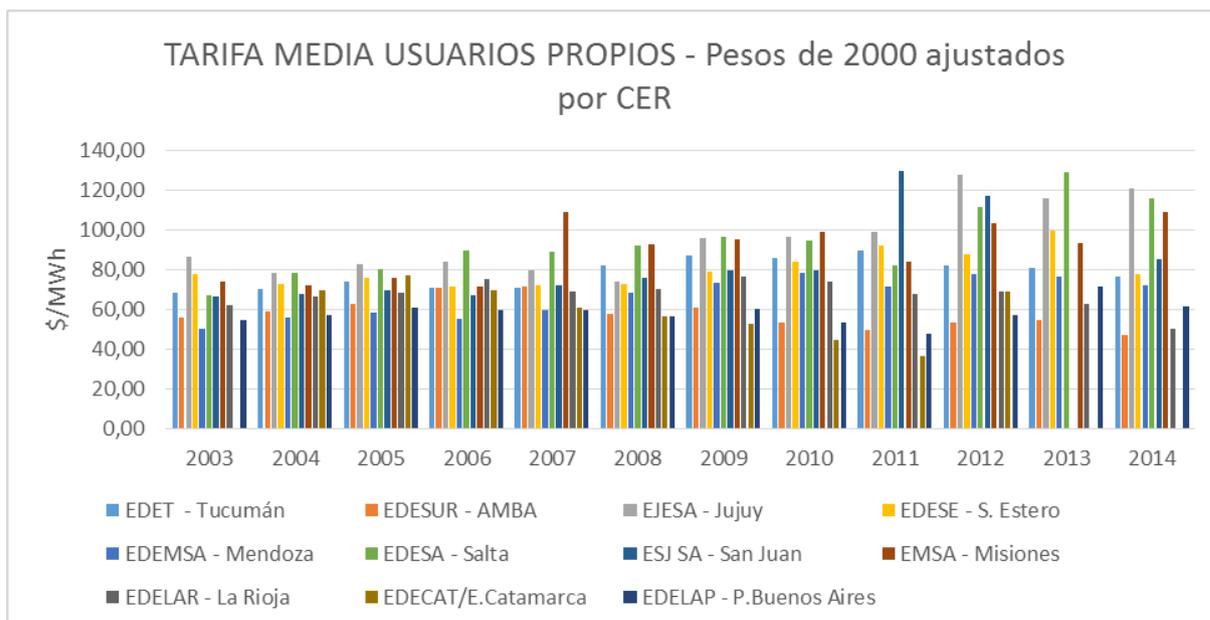
Esta observación se añade al carácter de regularidad en la evolución y desempeño de la tarifa de EDET, mencionado precedentemente.

Para el resto de las distribuidoras de la muestra también se observan caídas de la tarifa media total ajustada por IPIM, pero algunos incrementos cuando el ajuste se hace por CER<sup>28</sup>. La secuencia anual presenta saltos, en algunas, por ajustes que presumiblemente recuperaron inflación de costos u otras circunstancias propias de la evolución de cada concesión.

Se añaden los gráficos ilustrativos de la evolución comparativa – a moneda corriente y constante - para TM total y TM usuarios propios.

<sup>28</sup> EJESA y EDESA.





### Comparativo de Tarifas Eléctricas de CIER

EDET participa del estudio comparativo de Tarifas eléctricas de distribución, por facturas de consumos típicos, que viene realizando la CIER para distribuidoras de países latinoamericanos. Estos estudios, con participación anual de EDET, se han desarrollado desde 2008, pero a los efectos de esta evaluación del desempeño, concentramos la atención en el último disponible, el del año 2015 que refleja los resultados de los datos de la Encuesta realizada durante 2014<sup>29</sup>.

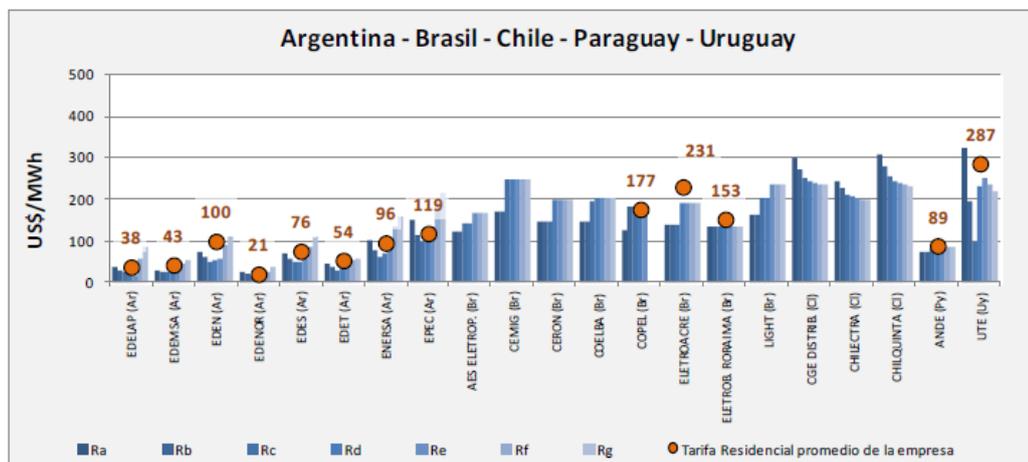
La comparación abarca a los sectores de usuarios residencial, residencial social, comercial e industrial, analizados por “clientes típicos” definidos por su tensión de suministro y por los consumos de potencia y energía. Para hacerlo comparativo, el cálculo tarifario se expresa en US\$/MWh y comprende los cargos por energía, potencia e impuestos, excluyéndose otros cargos del servicio y tasas (caso alumbrado).

En el informe del año 2015 se refieren las tarifas típicas de 65 distribuidoras de 14 países latinoamericanos. Las distribuidoras participantes de Argentina son ocho (EDET, EDELAP, EDEMSA, EDEN, EDENOR, EDES, EPEC y ENERSA). La muestra total abarcó a 71 millones de usuarios, el 85% de ellos del segmento residencial, con un 50% de la energía distribuida.

<sup>29</sup> CIER. Tarifas Eléctricas en Distribución para Clientes Regulados. América Latina. 2015.

#### 5.d) Tarifa por cliente típico y tarifa promedio por empresa en el sector residencial incluyendo IVA y otros impuestos<sup>6</sup>

Los siguientes gráficos muestran las tarifas con impuestos calculadas para los clientes típicos definidos por CIER (barras azules) y la tarifa promedio de la empresa calculada como el cociente entre la facturación anual con impuestos y la energía facturada en 2014 al sector residencial (puntos naranjas<sup>7</sup>).



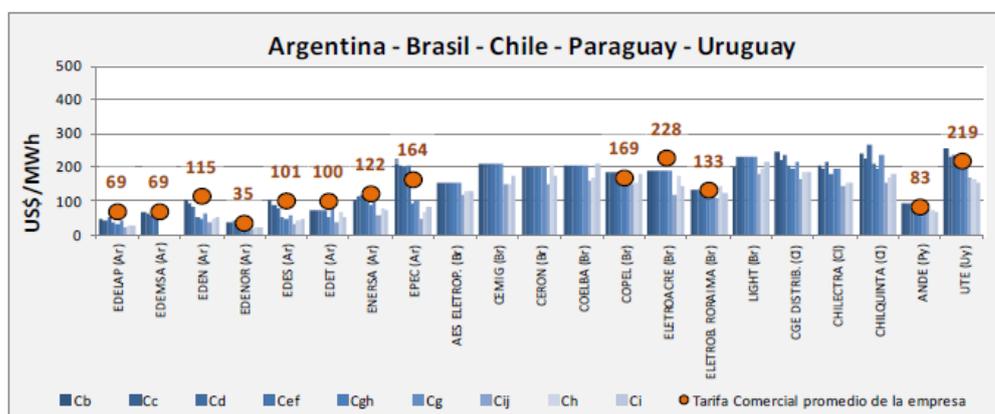
Obs.: No se dispone de tarifa promedio de AES Eletrop., CEMIG, COELBA, LIGHT, CGE, CHILECTRA, CHILQUINTA.

Gráfico 15.a) – Tarifa por cliente típico y tarifa media residencial en empresas del Mercosur y Chile

Las comparativas se expresan por los países y regiones de las distribuidoras: Cono Sur, Andina y Centroamérica.

#### 7.d) Tarifa por cliente típico y tarifa promedio por empresa en el sector comercial incluyendo IVA y otros impuestos<sup>13</sup>

Los siguientes gráficos muestran las tarifas calculadas para los clientes típicos definidos por CIER (barras azules) y la tarifa promedio de la empresa calculada como el cociente entre la facturación anual y la energía facturada en 2014 al sector comercial (puntos naranjas).



Obs.: No se dispone de tarifa promedio de AES Eletrop., CEMIG, COELBA, COPEL, LIGHT, CGE, CHILECTRA, CHILQUINTA.

Gráfico 29.a) – Tarifa por cliente típico y tarifa media comercial en empresas del Mercosur y Chile

Aquí sólo se reproducen las comparaciones con las distribuidoras del Cono Sur, por su mayor proximidad geográfica e interés comparativo.

Se comparan las tarifas para consumos típicos homogéneos definidos para los sectores residencial, comercial e industrial.

La posición comparativa de las tarifas de EDET es intermedia en el bloque del Cono Sur, para los tres segmentos de consumo analizados. Y su vez, las tarifas del Cono Sur resultan comparativamente menores a los de los bloques Andino y Centroamericano, aquí no reproducidos por brevedad.

Esta comprobación coincide con la posición tarifaria media de EDET respecto a las demás distribuidoras de Argentina, expuesto precedentemente a partir de la tarifa media calculada con los datos obtenidos de ADEERA.

#### 8.d) Tarifa por cliente típico y tarifa promedio por empresa en el sector industrial incluyendo IVA y otros impuestos<sup>16</sup>

Los siguientes gráficos muestran las tarifas calculadas para los clientes típicos definidos por CIER (barras azules) y la tarifa promedio de la empresa calculada como el cociente entre la facturación anual y la energía facturada en 2014 al sector industrial (puntos naranjas).

**Observación:** Aquellas empresas en las cuales no se indica la tarifa promedio, se debe a que no se dispone de dicha información.

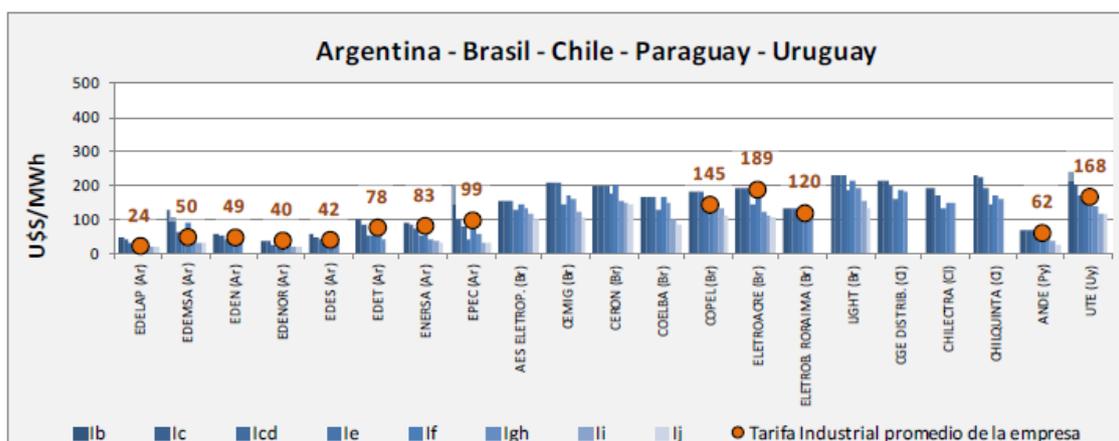


Gráfico 38.a) – Tarifa por cliente típico y tarifa media industrial en empresas del Mercosur y Chile

En la serie anual de estudios analizados, desde el 2008 al 2015, la posición comparativa de las tarifas típicas para EDET se mantiene entre las más bajas o a lo sumo intermedias para el Cono Sur y éstas a su vez, menores a las otras regiones.

Como ejemplo de ello, se reproducen aquí los gráficos comparativos de los Informes 2010 y 2012, para las tarifas residenciales.

Se observa que las tarifas de EDET y de las demás distribuidoras del país, tuvieron comparativamente una posición de retraso tarifario respecto de las demás del Cono Sur, y también de la región Andina y Centroamérica.

En el gráfico 2010, las distribuidoras de Argentina corresponden a los números 1 a 8. EDET es el número 6<sup>30</sup>.

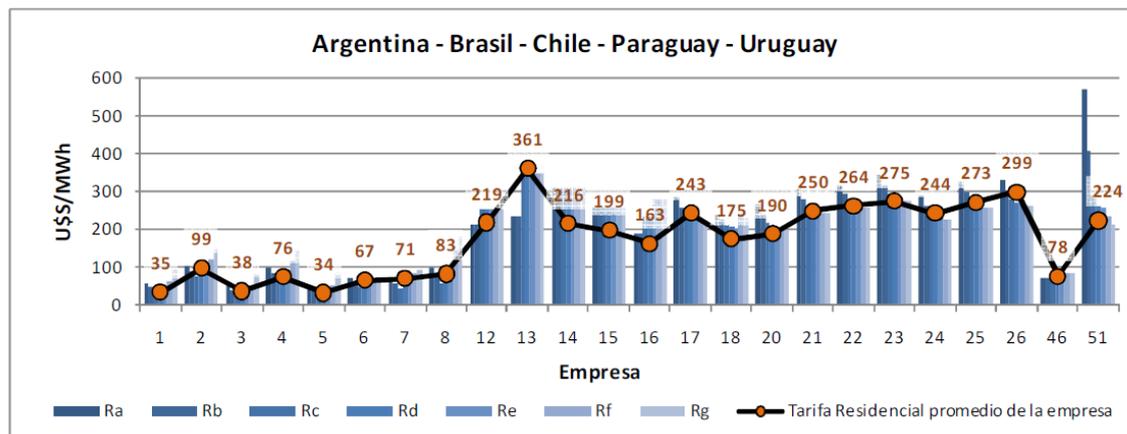


Gráfico 15.a) – Tarifa por cliente típico y tarifa media residencial en empresas del Mercosur y Chile

En el siguiente gráfico, del 2012<sup>31</sup>, las distribuidoras Argentinas son del 1 al 9, siendo EDET la N° 6. Las demás son: EDELAP, EDEN, EDENOR, EDESUR, EDES, EMSA, ENERSA y EPEN.

#### 4.d) Tarifa por cliente típico y tarifa promedio por empresa en el sector residencial incluyendo IVA y otros impuestos

Los siguientes gráficos muestran las tarifas calculadas para los clientes típicos definidos por CIER (barras azules) y la tarifa promedio de la empresa calculada como el cociente entre la facturación anual y la energía facturada en 2011 al sector residencial (puntos naranjas).

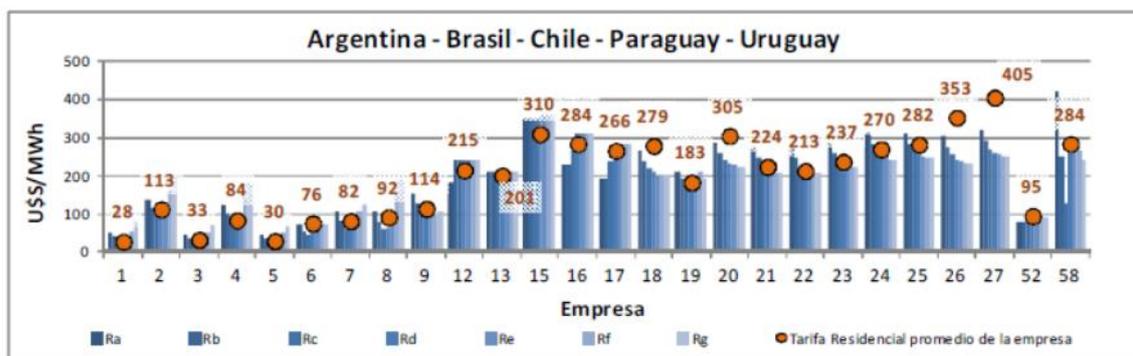


Gráfico 15.a) – Tarifa por cliente típico y tarifa media residencial en empresas del Mercosur y Chile

## Indicadores Comparados de Calidad de Servicio

A fines del análisis comparativo se relevaron datos de calidad de servicio de empresas de distribución de distintas características de mercado y de tipologías de red de distribución. Lamentablemente, los indicadores de calidad que relevó ADEERA parecen haber sido discontinuados, por lo que no se

<sup>30</sup> CIER. Tarifas Eléctricas en Distribución para Clientes Regulados. América Latina. 2010.

<sup>31</sup> CIER. Tarifas Eléctricas en Distribución para Clientes Regulados. América Latina. 2012

dispone de datos posteriores a 2008. En el cuadro siguiente se destacan las características principales de cada una y los índices medios para el año 2008.

Empresa	Cantidad clientes	Energía vendida	Potencia máxima	Total líneas MT	% MT aérea	Cantidad transf. MT/BT	Potencia instalada	Frecuencia media de interrupción por cliente	Duración media de interrupción por cliente
	U	GWh	MW	km	%	u	MVA	int/año	h/año
EDENOR	2.537.441	18.693,8	3.802	8387	59%	13966	4343	2,33	4,3
EDESUR	2.262.231	15.896,0	3.320	7178	46%	23330	5171	2,14	2,9
EPESF	1.000.476	8.436,2	1.806	27921	96%	21481	1591	15,63	18,2
EDEA SA	457.905	2.216,9	445	3641	92%	3785	575	7,62	12,0
EDEMSA	356.410	2.922,4	541	7429	92%	9593	1045	12,32	18,3
EDENSA	322.323	2.496,8	435	8750	98%	6632	481	7,62	11,7
EDELAP	314.153	2.557,9	496	2651	82%	4438	541	4,58	8,2
EDEERSA	281.477	2.414,6	486	10113	98%	8055	482	7,02	7,4
EDESA	259.740	1.232,1	259	3441	98%	3216	394	8,00	22,5
ESJ SA	177.855	1.236,0	271	4091	93%	4312	444	7,47	17,4
EDESSA	159.008	787,7	153	2247	87%	1412	200	5,52	7,8
EJESA	145.590	633,7	124	3120	99%	2450	211	15,26	13,8
EDESAL	134.761	1.176,4	235	4400	99%	2598	339	5,00	12,4
EDELAR	98.578	899,3	202	2658	99%	1890	229	4,00	13,0

								FMIK	TTIK
EDET	397.149	1.643,0	405,0	5.587	95%	5.633	826	2,9	6,1

A los efectos de poder establecer una evaluación comparativa con las otras empresas, se debe considerar que la red de Media Tensión tiene un peso relativo importante en los indicadores, y su incidencia en la frecuencia de interrupciones depende fundamentalmente de:

- La longitud de los alimentadores de MT
- La tasa de falla de las líneas.
- La disponibilidad y tecnología de aparatos de protección en los alimentadores

Por lo tanto, se consideran comparables los comportamientos entre empresas que tienen, además de un mismo orden de cantidad de clientes, una relación entre la extensión de red MT y la demanda similar, asumiendo que a potencias por circuito del mismo orden resultan similares las extensiones por circuito.

En relación a la influencia de la tasa de fallas, es comparable la situación entre empresas que tengan una extensión relativa de red aérea MT respecto del total similar, dada la natural mayor tasa de fallas respecto a la red subterránea.

EDET presenta una demanda por unidad de longitud de red MT de 72 kW/km MT, y una relación de red aérea MT respecto del total de 95%. Las empresas

que están dentro del mismo rango de tamaño de mercado abastecido, y que disponen ratios similares son EDEMSA, EDESA, ESJSA y EDELAR, que respectivamente tienen 73, 75, 66 y 76 kW/km MT.

Se observa al respecto que los indicadores de EDET resultan sensiblemente mejores a los de todas las empresas antedichas. Tomando para los indicadores un valor medio ponderado, resultan de la tercera parte

	Int/año	h/año
Media Empr. similares	9,2	18,8
EDET	2,9	6,1

Por otra parte, los indicadores medios resultan próximos a los de las empresas con mayores niveles de densidad de demanda y mayor extensión relativa de cable subterráneo de MT.

#### **Comentario general sobre la comparación**

**Desde el punto de vista tarifario, EDET ha estado situada en un nivel intermedio, variable respecto a las distribuidoras menores<sup>32</sup> y superior al de las de mayor tamaño en Argentina. Respecto a la región, presenta un nivel tarifario comparativamente menor con tendencia hacia un nivel intermedio. La tarifa residencial ha estado entre las más bajas en la comparación con distribuidoras del país y la región latinoamericana.**

**Desde el punto de vista de la calidad de servicio, hasta donde se dispone de información (2008), la comparación es francamente favorable a EDET respecto a las otras distribuidoras consideradas.**

<sup>32</sup> Superior a los casos de EDEMSA, Energía San Juan, EDELAP, EDELAR, EDECAT e inferior a EJESA, EDESE, EDESA, y EMSA, aunque con altibajos relativos, según los periodos, por circunstancias propias de la evolución de cada concesión.

## EVALUACIÓN GLOBAL DEL PERÍODO DE GESTIÓN

Una mirada al conjunto de datos e indicadores referidos a las dos décadas que abarca el período de gestión permite una apreciación general que resume la trayectoria de la Concesión, tal como la hemos tratado detalladamente en las secciones precedentes.

Concepto	unidad	1996	2001	2002	2005	2006	2010	2014	2015
Demanda	MW	258	278	278	323	372	453	612	608
Energía Operada	GWh	1200	1461	1410	1741	1892	2271	2802	2967
Energía Facturada	GWh	918	1284	1236	1556	1708	2067	2595	2709
Pérdidas	%	23,8	12,7	12,8	11,05	10,4	9,1	9,1	9,0
INGRESOS POR VENTAS [Energía + Peajes]	M\$ ctes.	91,8	113,1	139,3	180,6	208,4	403,1	714,3	787,0
ajustado por IPIM	M\$1996	91,8	114,3	86,6	80,8	85,9	106,4	103,9	85,1
ajustado por T.Cbio.	MUS\$	91,8	113,1	38,5	62,7	67,7	102,7	87,9	87,0
TARIFA MEDIA	\$/MWh	100,0	88,1	111,9	116,1	122,0	195,0	275,3	290,5
ajustado por IPIM	\$/MWh	100,0	90,2	70,6	52,7	51,0	52,2	40,6	36,1
ajustado por T.Cbio.	US\$/MWh	100,0	88,1	30,9	40,3	39,6	49,7	33,9	32,1
ajustado por CER	\$/MWh	n.d.	n.d.	79,6	67,6	64,5	74,1	62,9	58,1
INVERSIÓN TOTAL	M\$ ctes.	25,2	17,1	5,2	17,5	25,3	64,7	139,5	209,4
INVERSIÓN ELÉCTRICA	M\$ ctes.	15,6	10,6	3,1	9,2	15,3	44,4	102,3	149,9
ajustado por IPIM	M\$1996	15,4	10,7	1,9	4,1	6,3	11,7	14,9	18,8
ajustado por T.Cbio.	MUS\$	15,6	10,6	0,9	3,2	4,9	11,3	12,6	16,6
UTILIDAD EJERCICIO	M\$ ctes.	13,4	26,7	-7,9	15,4	18,9	77,6	100,0	140,3
ajustado por IPIM	M\$1996	13,4	26,9	-5,0	7	7,9	20,8	14,8	17,9
ajustado por T.Cbio.	MUS\$	13,4	26,7	-2,2	5,3	6,1	19,7	12,3	15,5
DIVIDENDOS DISTRIB. c/\$1		0,136	0	0	0	0	condic.	condic.	1,1
DESARROLLOS DE LA RED									
Líneas BT	Km	n.d.	5660	5722	6829	7000	7233	8694	8830
Líneas MT	Km	n.d.	4800	4830	5436	5529	5653	6118	6165
SET	cant.	n.d.	4870	4889	5182	5334	5944	6774	6971
MVA instalados	MVA	n.d.	638	665	664	814	874	1102	1175
RECLAMOS COMERCIALES					22531	24307	28784	8113	10369
RECLAMOS DE GUARDIA					130473	167821	173876	213869	179781

Para facilitar la observación, se agrupan en un cuadro los datos físicos –oferta, demanda y pérdidas- económicos –tarifas, ingresos, resultados, inversiones- y técnicos –desarrollo de la red- e indicadores de calidad, correspondientes a períodos representativos: 1996 - 2001, 2002 - 2005, 2006 - 2010, 2014 y 2015. Es decir, los primeros y últimos años de las tres etapas, agregándose un año intermedio en la tercera por ser la más larga. Los rubros monetarios se presentan a valores corrientes, y reajustados con los indicadores referidos en páginas anteriores.

Las cifras exponen claramente la diferenciación de las tres etapas que hemos definido para este estudio.

La etapa inicial se distingue por el gran crecimiento de las ventas físicas, rápida recuperación de las pérdidas y una evidente mejora de la red. Se comprueba una suerte de equilibrio basado en tarifas altas en términos reales, buenas utilidades, grandes inversiones y una mejora contundente de la calidad del servicio.

La segunda etapa es sin duda de transición. Muestra el impacto de la gran crisis y los esfuerzos de recuperación posterior. No hay equilibrio de ingresos y costos, desaparecen las utilidades y decaen las inversiones. El impacto sobre la calidad todavía no es contundente, por el desfase que suele verificarse en estos casos, en que una red dotada de fortaleza puede soportar, por algunos años, la contracción de las inversiones.

En la tercera etapa se retoma el sendero de crecimiento, aunque en diferentes condiciones. El valor real de las tarifas se mantiene muy por debajo de las del primer período, y también es más bajo el valor real de las inversiones. El desarrollo de la red no parece acompañar a la demanda y se estabilizan las pérdidas no técnicas. La calidad de servicio no muestra mejoras recientes, e insinúa cierta desmejora sobre la cual, previsiblemente, el Regulador y la Concesionaria deberán enfocar medidas y soluciones.

Ya en su Informe Anual de Gestión del año 2014 el ERSEPT, al analizar el desempeño de la demanda, pone énfasis en el cambio del perfil de consumo residencial debido a la climatización, y la consiguiente formación de picos estacionales antes desconocidos. Se menciona al respecto una “Modificación del Régimen Tarifario de energía eléctrica que permita, en el marco de las nuevas tecnologías, adecuar la asignación de responsabilidades en la asignación de los costos en función de los cambios en las modalidades de consumo”<sup>33</sup>.

Cabe finalmente una reflexión importante en lo que se refiere a las decisiones de inversión.

El marco regulatorio adoptado por la Provincia de Tucumán desde la misma privatización otorga al concedente un rol fundamental en la materia, al introducir la figura de las Inversiones Obligatorias. A pesar de los grandes cambios registrados desde entonces en aquel Marco, esta política se ha mantenido. Se establecieron Inversiones Obligatorias en el Acta de Renegociación Integral, en las Revisiones Tarifarias, y por supuesto en los acuerdos de la Convergencia Tarifaria, aunque siempre se les otorgó el carácter de “mínimas”, y en la primera etapa de la concesión fueron largamente superadas, está fuera de duda que tales exigencias de inversión se corresponden con el nivel nominal de las tarifas autorizado en cada caso.

---

<sup>33</sup> ERSEPT: “Informe Anual de Gestión – Año 2014”, página 9. Se la enumera entre los “Requerimientos de modificación de los marcos legales, normativos, regulatorios y adecuaciones contractuales de los servicios”.

Se aprecia por lo tanto que, en esta tercera etapa de la concesión, ya de una década, las acciones del Concedente, el Regulador y el Concesionario han concurrido a definir un escenario que, en estos términos, se ha revelado sustentable. La evolución tarifaria, las ventas, las pérdidas no técnicas, la rentabilidad y las inversiones configuran una nueva zona de equilibrio de la concesión, que se corresponde con la calidad de servicio hasta ahora alcanzada.

## CONCLUSIONES

- La Concesionaria EDET ha cumplido en lo sustancial con la prestación del servicio dentro del marco del Contrato de Concesión y de la Renegociación Integral.
- Mejoró significativamente la calidad de servicio y la atención al usuario, y redujo sustancialmente las pérdidas, destacándose los logros del primer quinquenio de la concesión.
- Cumplió los compromisos de Inversiones Obligatorias establecidos en el Contrato de Concesión, en el Acta de Renegociación Integral y en los Acuerdos de Convergencia.
- Gestionó la ejecución de las ampliaciones de transporte en alta tensión con financiamiento propio, como así también con aportes de la Provincia y de la Nación.
- Desde el punto de vista tarifario, EDET S.A. ha estado situada en un nivel intermedio respecto a otras distribuidoras del país y de bajas a intermedias en la comparación con países latinoamericanos. La tarifa residencial ha estado entre las más bajas en la comparación con distribuidoras del país y la región latinoamericana.
- Desde el punto de vista de la calidad del servicio, hasta donde se dispone de información (2008), la comparación es favorable a EDET S.A. respecto a las otras distribuidoras consideradas.
- De la información recabada no surgen incumplimientos de sus obligaciones para con el Mercado Mayorista, u otras normas de la jurisdicción nacional.
- De la información recabada no surge que EDET S.A. haya incurrido en causales de rescisión del Contrato o ejecución de la Garantía.
- El equipo profesional del CEARE encargado de este informe considera que el desempeño de la concesionaria, en los diferentes contextos en los que desarrolló sus actividades, analizados en el presente informe, amerita una evaluación satisfactoria.

Buenos Aires, mayo de 2016.

## ANEXOS ESTADÍSTICOS

ANEXO I: Fuente EDET.

<b>Demanda máxima anual de potencia de la empresa (Potencia máxima)</b>											
(MW)			1.995	1.996	1.997	1.998	1.999	2.000	2.001	2.002	2003
<b>Potencia</b>			280	258	252	267	269	271	278	278	295
2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
312	323	372	394	405	446	453	518	539	600	612	608

<b>Energía ingresada anual (Energía Operada)</b>											
(GWh)			1.995	1.996	1.997	1.998	1.999	2.000	2.001	2.002	2003
<b>Total</b>			1.167	1.200	1.322	1.347	1.394	1.436	1.461	1.410	1.542
2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
1.663	1.741	1.892	2.031	2.085	2.167	2.271	2.386	2.618	2.808	2.802	2.967

<b>Energía facturada anual por segmento tarifario y nivel de tensión (Evolución de la Energía Vendida)</b>														
GWh														
Tarifa	Descripción			Nivel de Tensión	1.995	1.996	1.997	1.998	1.999	2.000	2.001	2.002	2.003	2.004
T1R	Residenciales			BT	365	388	437	487	535	546	565			
T1G	Generales			BT	170	155	148	150	148	146	145			
T2	Medianas Demandas			BT	5	40	65	80	95	100	98			
T3	Alumbrado Público			BT	47	47	54	62	65	65	70			
T4BT	Grandes Demandas Baja Tensión			BT	63	69	75	75	78	81	87			
T4MT	Grandes Demandas Media Tensión			MT	81	59	59	52	42	35	34			
CS	Convenios Singulares (MT)			MT	147	123	123	123	132	172	192			
T6	Grandes Demandas - Peaje			MT	3	36	80	106	123	118	93			
<b>Total venta</b>					<b>878</b>	<b>882</b>	<b>961</b>	<b>1.029</b>	<b>1.095</b>	<b>1.146</b>	<b>1.191</b>			
<b>Total venta + peaje</b>					<b>882</b>	<b>918</b>	<b>1.042</b>	<b>1.135</b>	<b>1.219</b>	<b>1.263</b>	<b>1.284</b>			
	2.002	2.003	2.004	2.005	2.006	2.007	2.008	2.009	2.010	2.011	2.012	2.013	2.014	2.015
	545	568	602	657	735	830	872	918	977	1.030	1.160	1.269	1.347	1.406
	135	146	161	170	181	194	203	209	215	229	247	259	268	279
	91	97	102	107	117	125	132	138	143	150	159	164	161	165
	72	75	82	86	91	96	98	98	104	104	103	104	104	106
	84	89	102	109	118	125	133	144	150	160	172	181	179	185
	37	46	56	53	60	63	79	118	129	146	153	187	237	266
	200	216	230	227	241	244	129	73	62	62	63	60	56	49
	72	108	117	146	165	167	261	287	292	303	322	311	242	254
	<b>1.164</b>	<b>1.237</b>	<b>1.335</b>	<b>1.409</b>	<b>1.544</b>	<b>1.678</b>	<b>1.643</b>	<b>1.699</b>	<b>1.775</b>	<b>1.881</b>	<b>2.057</b>	<b>2.222</b>	<b>2.352</b>	<b>2.455</b>
	<b>1.236</b>	<b>1.345</b>	<b>1.452</b>	<b>1.556</b>	<b>1.708</b>	<b>1.844</b>	<b>1.904</b>	<b>1.985</b>	<b>2.067</b>	<b>2.184</b>	<b>2.379</b>	<b>2.532</b>	<b>2.595</b>	<b>2.709</b>

## ANEXO II (Fuente: EDET S.A.)

<b>Cantidad de clientes por segmento tarifario y nivel de tensión (Evolución de la Cantidad de Clientes)</b>										
A diciembre de cada año										
Tarifa	Descripción	Nivel de Tensión	1.995	1.996	1.997	1.998	1.999	2.000	2.001	2.002
T1R	Residenciales	BT	211.784	230.459	240.408	254.304	265.584	275.087	280.773	281.298
T1G	Generales	BT	35.538	34.661	32.947	33.373	32.208	31.918	32.442	31.355
T2	Medianas Demandas	BT	436	851	1.432	1.839	2.074	2.144	2.095	1.999
T3	Alumbrado Público	BT	312	825	1.369	2.232	2.776	2.920	3.040	3.210
T4BT	Grandes Demandas Baja Tensión	BT	306	318	319	337	342	354	372	375
T4MT	Grandes Demandas Media Tensión	MT	49	54	65	58	50	48	54	53
CS	Convenios Singulares (MT)	MT	15	19	20	37	56	73	87	79
T6	Grandes Demandas - Peaje	MT	3	9	12	14	18	15	11	20
<b>Total</b>			<b>248.443</b>	<b>267.196</b>	<b>276.572</b>	<b>292.194</b>	<b>303.108</b>	<b>312.559</b>	<b>318.874</b>	<b>318.389</b>

2.003	2.004	2.005	2.006	2.007	2.008	2.009	2.010	2.011	2.012	2.013	2.014	2.015
286.451	303.784	315.992	327.980	339.769	350.709	362.431	371.886	385.059	397.707	411.256	422.505	433.009
32.186	33.618	34.396	35.791	37.460	38.422	39.252	40.151	41.756	42.936	43.875	44.684	45.663
2.087	2.146	2.303	2.435	2.558	2.642	2.702	2.803	2.907	3.020	3.095	3.136	3.191
3.491	3.593	3.890	4.266	4.518	4.609	4.700	4.833	5.064	5.250	5.329	5.485	5.627
393	423	450	474	526	569	591	628	668	686	715	746	781
61	66	58	63	70	95	106	115	124	138	148	156	158
78	80	85	91	94	58	53	52	51	47	46	46	44
14	18	34	30	31	45	44	46	51	49	49	46	46
<b>324.761</b>	<b>343.728</b>	<b>357.208</b>	<b>371.130</b>	<b>385.026</b>	<b>397.149</b>	<b>409.879</b>	<b>420.514</b>	<b>435.680</b>	<b>449.833</b>	<b>464.513</b>	<b>476.804</b>	<b>488.519</b>

PERDIDA	1.995	1.996	1.997	1.998	1.999	2.000	2.001	2.002	2003		
<b>Anual (%)</b>	26,6%	23,8%	21,5%	16,4%	13,8%	12,4%	12,7%	12,8%	13,5%		
<b>2004</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>
13,4%	11,5%	10,4%	9,8%	9,3%	9,1%	9,1%	9,0%	9,0%	9,1%	9,1%	9,0%

## ANEXO III

<b>DATOS RELEVANTES DE LOS BALANCES DE EDET</b>																					
<i>Millones de \$</i>	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
<b>ACTIVO</b>	145,2	202,6	260,6	287,5	300,7	332,3	742,7	790,7	610,2	591,1	590,7	593,7	620,7	665,9	692,8	730,7	836,9	949,2	1.096,1	1.274,4	1.462,1
<b>Bienes de uso</b>	100,6	127,6	175,5	194,1	206,3	209,1	463,7	556,8	425,3	407,5	397,9	393,7	392,1	411,7	416,0	449,3	506,3	582,5	654,7	701,7	831,0
<b>PASIVO</b>	29,4	72,7	118,3	135,0	138,9	164,3	278,6	272,0	287,2	258,0	246,5	233,7	237,1	284,8	302,8	332,7	393,6	494,9	561,4	708,4	780,4
<b>PATRIMONIO NETO</b>	115,0	129,9	142,3	152,4	161,8	168,0	391,5	518,7	323,0	333,0	344,2	360,0	383,6	381,1	390,0	398,0	443,3	454,2	534,7	566,0	681,7
<b>Relac.Pasivo s/Activo</b>	0,20	0,36	0,45	0,47	0,46	0,49	0,38	0,34	0,47	0,44	0,42	0,39	0,38	0,43	0,44	0,46	0,47	0,52	0,51	0,56	0,53
<b>INGRESOS</b>	115,3	109,2	109,9	114,3	123,9	129,6	132,4	162,1	144,4	168,1	209,6	245,8	295,8	373,0	427,5	484,8	577,8	665,6	841,7	1.057,0	1.342,5
Ventas de Energía	108,5	91,8	93,5	96,1	104,3	111,1	113,1	138,2	123,2	144,5	180,6	208,4	244,3	299,3	351,6	403,1	476,9	542,3	665,8	714,3	787,0
Otros ingresos por servicios	6,7	17,4	16,4	18,3	19,5	18,5	19,3	23,8	21,1	23,6	29,0	37,4	51,5	73,7	75,9	81,6	100,9	123,2	175,8	268,7	283,1
Ingresos por Convergencia																				74,0	272,3
<b>Costo Gen &amp; Distr</b>	85,7	72,9	71,0	62,7	70,0	73,0	175,5	110,4	100,1	124,5	152,0	177,4	192,9	218,2	251,1	270,0	317,5	391,8	499,3	601,7	737,4
<b>Utilidad bruta</b>	29,5	36,3	38,8	51,6	53,8	56,6	112,9	51,6	44,3	43,6	57,5	68,4	102,9	148,2	176,4	214,8	260,2	273,7	342,4	455,3	605,0
<b>RESULTADO</b>	13,0	13,4	17,0	17,8	17,5	18,5	26,7	-7,9	4,7	9,0	15,4	18,9	35,0	60,3	64,1	77,6	90,7	81,6	85,7	100,0	141,5
<b>UTILIDAD DISTRIB.c/\$1</b>		0,136	0,162	0,148	0,180	0,062	0,06	NO	NO	NO	NO	NO	0,02	0,52	0,44	0,64	0,45	0,89	0,36	0,21	0,37

## ANEXO IV

### INVERSIONES

<b>(En miles de \$)</b>											
INVERSIONES		1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	
ELECTRICAS		2.300	15.640	39.740	16.020	17.170	9.000	10.600	3.175	7.882	
NO ELÉCTRICAS		0	9.610	13.750	8.050	2.080	3.560	6.500	2.039	2.006	
TOTAL		2.300	25.250	53.490	24.070	19.250	12.560	17.100	5.214	9.888	
2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
7.123	9.257	15.352	22.673	37.840	28.883	44.384	75.797	95.631	78.549	102.268	149.948
4.005	8.233	9.922	6.664	9.950	11.428	20.344	24.692	22.403	19.288	37.188	59.496
11.128	17.490	25.274	29.337	47.790	40.311	64.728	100.489	118.033	97.837	139.455	209.444

<b>(En miles de US\$)</b>											
INVERSIONES		1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	
ELECTRICAS		2.300	15.640	39.740	16.020	17.170	9.000	10.600	877	2.806	
NO ELÉCTRICAS		0	9.610	13.750	8.050	2.080	3.560	6.500	563	714	
TOTAL		2.300	25.250	53.490	24.070	19.250	12.560	17.100	1.440	3.520	
2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
2.406	3.210	4.982	7.363	12.434	7.665	11.304	18.505	21.262	14.739	12.586	16.583
1.353	2.855	3.220	2.164	3.269	3.033	5.181	6.028	4.981	3.619	4.577	6.580
3.759	6.065	8.202	9.527	15.703	10.698	16.485	24.533	26.243	18.359	17.163	23.163

<b>(En miles de \$ de 1995 ajustados por IPIM)</b>											
INVERSIONES		1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	
ELECTRICAS		2.300	15.416	38.653	15.782	17.430	9.014	10.705	1.975	4.114	
NO ELÉCTRICAS		0	9.472	13.374	7.930	2.111	3.565	6.565	1.268	1.047	
TOTAL		2.300	24.888	52.026	23.712	19.541	12.579	17.270	3.243	5.161	
2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
3.457	4.141	6.325	8.445	12.222	8.664	11.717	17.754	19.806	14.320	14.879	18.833
1.944	3.683	4.088	2.482	3.214	3.428	5.371	5.784	4.640	3.516	5.411	7.473
5.401	7.824	10.413	10.927	15.436	12.093	17.088	23.538	24.446	17.837	20.290	26.306

## ANEXO V

**MONTOS DE LAS PENALIZACIONES POR CALIDAD DE SERVICIO  
(Fuente EDET S.A.)**

ITEM	1° SEM ETAPA 2	2° SEM ETAPA 2	3° SEM ETAPA 2	4° SEM ETAPA 2	1° SEM ETAPA 3	2000	2001	2002	2003	2004
<b>Resolución</b>	RES 473/99	RES 348/00	RES 348/00	RES 348/00	RES 775/03	RES 775/03	NOTA 214/03	-	-	-
<b>Producto Técnico</b>	\$ 35.856	\$ 59.743	\$ 51.773	\$ 52.378	\$ 61.005	\$ 202.243	\$ 159.935	\$ 48.198	\$ 31.229	\$ 26.395
<b>Objetivos No Cumplidos</b>	\$ 416.000	\$ 904.000	\$ 249.600	\$ 176.000	\$ 222.400	\$ 652.800	\$ 740.800	-	-	-
<b>Servicio Técnico</b>	\$ 350.956	\$ 413.035	\$ 1.451.893	\$ -	\$ 1.101.191	\$ 1.652.253	\$ 969.270	\$ 273.258	\$ 1.445.571	\$ 1.089.127
<b>Subtotal Calidad de Servicio</b>	\$ 802.812	\$ 1.376.778	\$ 1.753.266	\$ 228.378	\$ 1.384.596	\$ 2.507.296	\$ 1.870.004	\$ 321.456	\$ 1.476.800	\$ 1.115.523

2005	1° SEM 2006	2° SEM 2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
-	-	RES 469/09	RES 469/09	RES 400/11, Actualizados	RES 198/13	RES 199/13	RES 200/13	RES 673/14 y RES 397/15	RES 582/15	Actualizado, Pendiente	Actualizado, Pendiente
\$ 24.636	\$ 11.638	\$ 15.671	\$ 37.325	\$ 89.976	\$ 74.799	\$ 85.965	\$ 83.337	\$ 177.167	\$ 228.165	\$ 290.630	\$ 249.523
-	-	\$ 329.374	\$ 475.184	\$ 310.051	\$ 210.304	\$ 95.318	\$ 149.262	\$ 131.117	\$ 227.105	\$ 282.626	\$ 703.262
\$ 1.060.606	\$ 482.473	\$ 204.236	\$ 317.376	\$ 604.580	\$ 491.540	\$ 1.122.448	\$ 1.025.320	\$ 3.443.206	\$ 7.417.341	\$ 10.413.694	\$ 7.898.634
\$ 1.085.242	\$ 494.111	\$ 549.281	\$ 829.885	\$ 1.004.607	\$ 776.643	\$ 1.303.731	\$ 1.257.919	\$ 3.751.490	\$ 7.872.610	\$ 10.986.950	\$ 8.851.419

**Notas:**

Las multas correspondientes al cuadro inferior e indicadas en color azul fueron canceladas mediante la aplicación de ARI con ejecución de obras.

Los montos detallados se corresponden con los valores definitivos de las sanciones establecidos por Resoluciones del Ente Regulador, los que son elaborados en base a lo informado por la Distribuidora, a los eventos agregados y/o discrepancias no exceptuadas, resultado que luego se actualiza al momento de hacerse efectivo el pago de la sanción.