

REVISIÓN TARIFARIA INTEGRAL DE DISTROCUYO S.A.

PERIODO 2017 – 2021

ÍNDICE

I	<u>ANTECEDENTES</u>	3
1	<u>Antecedentes Generales y Legales</u>	3
1.1	Antecedentes Generales	3
1.2	Antecedentes Legales del actual Proceso de Renegociación	4
2	<u>Antecedentes de la Revisión Tarifaria de 1999.</u>	8
3	<u>El Impacto de la Emergencia Pública y Económica (Ley 25.561 y normas complementarias)</u>	9
4	<u>Acta Acuerdo de Adecuación del Contrato de Concesión de Distrocuyo</u>	11
5	<u>Acuerdo Instrumental – Convenio de Renovación – Adendas</u>	11
6	<u>Gestión de DISTROCUIYO S.A. (2000 – 2016)</u>	14
II	<u>EL CONTEXTO DE DISTROCUIYO AL MOMENTO DEL PROCESO DE REVISION TARIFARIA INTEGRAL</u>	17
1	<u>Contexto General</u>	17
2	<u>La Falta de Expansión de la red de Transporte en Cuyo.</u>	19
2.1	Incidencia en el mantenimiento:.....	20
2.2	Incidencia en la operación	21
2.3	Incidencia en la renovación de activos	21
2.4	En las penalizaciones	21
III	<u>BASE DE CAPITAL</u>	22
1	<u>Análisis del Marco Conceptual y Normativo, Metodología y Determinación de la Base de Capital Regulada.</u>	22
2	<u>Criterio y Metodología de Separación de Actividades para la Determinación de la BCR.</u>	24
3	<u>Aspectos Especiales originados por el Periodo de Transición</u>	26
IV	<u>INVERSIONES</u>	28
1	<u>Filosofía del Plan de Inversiones</u>	28
2	<u>Antecedentes y Conclusiones de la Auditoria Tecnica y Economica de los Bienes Esenciales Afectados al Servicio</u>	31
3	<u>Principales Conclusiones resultantes de la Auditoria</u>	31
4	<u>Plan de Inversiones Propuesto</u>	34
V	<u>COSTOS OPERATIVOS</u>	36

1	<u>Costos Operativos</u>	36
VI	<u>MECANISMO DE ACTUALIZACIÓN DE LA REMUNERACIÓN</u>	38
1	<u>Introducción</u>	38
2	<u>Análisis Normativo</u>	39
3	<u>Mecanismo de Actualización</u>	41
VII	<u>ACTIVIDADES NO REGULADAS</u>	41
1	<u>Marco teórico</u>	41
2	<u>Antecedentes Legales y Regulatorios</u>	43
3	<u>Contexto de Distrocuyo</u>	45
4	<u>Conclusiones</u>	45
VIII	<u>TASA DE RENTABILIDAD</u>	46
1	<u>Antecedentes Legales y Regulatorios</u>	46
2	<u>Análisis de las implicancias de los supuestos tomados por el ENRE para el Cálculo de la Tasa de Rentabilidad.</u>	48
2.1	La estructura de capital	48
2.2	El costo de capital propio	49
2.3	La estimación del Costo de endeudamiento	50
3	<u>Conclusión</u>	50
IX	<u>REQUERIMIENTOS DE INGRESOS DEL PERIODO 2017 - 2021</u>	51
1	<u>Marco legal y Regulatorio</u>	51
2	<u>Resultados de la Determinación del Requerimiento de Ingresos Regulatorios</u>	52
X	<u>COSTO DEL SERVICIO DE TRANSPORTE PARA LOS USUARIOS</u>	53
XI	<u>PETITORIO</u>	55
XII	<u>LISTADO DE ANEXOS</u>	56

REVISIÓN TARIFARIA INTEGRAL DE DISTROCUYO S.A.

PERIODO 2017 – 2021

I ANTECEDENTES

1 Antecedentes Generales y Legales

1.1 Antecedentes Generales

Distrocuyo S.A. es la empresa de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal, concesionada por el Estado Nacional, que tiene el objeto de prestar servicios de transmisión y transformación de energía eléctrica en el ámbito de la Región Eléctrica de Cuyo.

Distrocuyo S.A. presta los servicios de Operación y Mantenimiento de las instalaciones constituidas por 1.266 Km. de líneas en 132 y 220 kV, y trece Estaciones Transformadoras y Parques de Interconexión, con 1.400 MVA de transformación instalados.

La actividad de transporte se encuadra dentro de lo establecido en el Marco Regulatorio Nacional, Leyes 15.336, 24.065, su reglamentación y el conjunto normativo emanado de la Secretaría de Energía de la Nación, por medio de resoluciones entre las que figura en forma especial la Res EX S.E. Nº 61/92, sus complementarias y modificatorias (LOS PROCEDIMIENTOS).

Resulta relevante destacar que el Contrato de Concesión otorgado a DISTROCUYO S.A. asigna exclusividad en la actividad de Transporte de Energía Eléctrica en el área Cuyo y que esta atribución constituye un aspecto que gravita en la valoración del negocio.

Complementariamente a su actividad regulada por la normativa mencionada, puede desarrollar, actividades económicas en un régimen de libre competencia que resulten compatibles con su actividad. Algunas de estas actividades no reguladas relacionadas con el uso de los activos regulatorios o servicios de O&M para terceros, necesitan de la previa autorización del ENRE.

A la fecha de inicio de la concesión, la exclusividad otorgada a DISTROCUYO S.A. para la prestación del Servicio de Transporte Regional y el esperado incremento de la actividad asociado con la necesaria ampliación de instalaciones y expansión del Sistema, en función del crecimiento de la demanda, fue uno de los principales componentes de la evaluación del negocio por parte del oferente.

Tal expansión del Sistema, 20 años después, no se verifica aún en la realidad, por causa de la problemática general del sector de transporte de energía eléctrica derivada de la insuficiencia de las señales regulatorias y económicas para que los agentes usuarios del sistema expandieran la red y no consumieran su necesaria redundancia, lo cual se agrava para el caso particular de esta Compañía, fundamentalmente por problemas de orden “jurisdiccional” que debilitan el concepto de exclusividad otorgado por el Contrato de Concesión, con la consiguiente afectación del negocio.

Al finalizar el primer periodo tarifario, con fecha 28 de agosto de 2000 se realizó la audiencia pública correspondiente a la revisión tarifaria prevista luego de los primeros cinco años de actividad. El ENRE emitió posteriormente la resolución N° 462 del 14 de agosto de 2001, mediante la cual estableció la tarifa para el período siguiente y determinó que la base de capital regulada a remunerar al inicio del nuevo periodo fuese de U\$S 20,65 millones.

1.2 Antecedentes Legales del actual Proceso de Renegociación

El proceso actual que constituye la Revisión Tarifaria Integral (RTI), está enmarcado en la Res. ENRE N° 524/2016, mediante la cual el Ente aprueba y dispone el Programa a aplicar para la Revisión Tarifaria Integral del Transporte de Energía Eléctrica en el año 2016, para las empresas Transportistas de Energía Eléctrica.

Esta Revisión Tarifaria Integral (RTI), constituye la etapa final del proceso de negociación desarrollado por la Unidad de Renegociación y Análisis de Contratos de Servicios Públicos (UNIREN) y el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) con Distrocuyo S.A. en el ámbito de la Ley N° 25.561, “con el objeto de determinar el nuevo régimen tarifario de la CONCESIÓN, conforme a lo estipulado en el Capítulo X “Tarifas” de la Ley

N° 24.065, su reglamentación, normas complementarias y conexas, y las PAUTAS previstas en el ACTA ACUERDO”, firmada entre Distrocuyo S.A. y la UNIREN, el 11 de mayo de 2005.

Dicha Acta, ratificada por Decreto PEN N° 1464/05 preveía que el nuevo régimen tarifario resultante de la RTI sería de aplicación a partir del 1° de febrero de 2006 y hasta la finalización del PRIMER PERIODO DE GESTIÓN estipulado en el Contrato de Concesión, conforme a las condiciones establecidas en la misma.

En efecto, la mencionada Acta Acuerdo, en su Cláusula Decimotercera – REVISIÓN TARIFARIA INTEGRAL (RTI) – Punto 13.1 estableció la *“realización de una REVISIÓN TARIFARIA INTEGRAL, proceso mediante el cual se fijará un nuevo régimen tarifario conforme a lo estipulado en el Capítulo X “Tarifas” de la Ley N° 24.065, su reglamentación, normas complementarias y conexas, aplicándose las PAUTAS contenidas en la cláusula decimocuarta del presente instrumento”*. En la misma Cláusula (Punto 13.2), se estableció que *“El proceso de la REVISIÓN TARIFARIA INTEGRAL estará a cargo del ENRE debiendo hallarse concluido en el mes de diciembre de 2005. El nuevo régimen tarifario resultante entrará en vigencia el primero (1°) de febrero de 2006 y hasta la finalización del PRIMER PERIODO DE GESTION estipulado en el CONTRATO.....”*

Dicha Cláusula Decimotercera así como la Decimocuarta -“PAUTAS DE LA REVISIÓN TARIFARIA INTEGRAL” - del ACTA ACUERDO, establecieron el marco dentro de cuyo contexto se deberá llevar a cabo esta RTI.

Teniendo en cuenta que el nuevo régimen tarifario que debió entrar en vigencia en febrero de 2006, nunca fue establecido, la Secretaría de Energía, instrumentó un incremento tarifario encuadrado en los términos del Acta Acuerdo, a partir del 1° de julio de 2008, constituyendo el último cuadro tarifario vigente a la fecha, soportado por la demanda.

Así las cosas y como consecuencia del paso tiempo sin acciones tendientes normalizar el esquema de remuneraciones del Sistema de Transporte y del incremento de la brecha entre los costos asociados a la O&M y los ingresos tarifarios congelados, a los fines de

contar con los ingresos necesarios para continuar realizando inversiones y las tareas que permitieran el mínimo desempeño del Sistema de Transporte Eléctrico, Distrocuyo S.A. celebró con CAMMESA, un Contrato de Mutuo y Cesión de Créditos en Garantía, con fecha 26 de noviembre de 2009, en los términos de la Resolución de la Secretaría de Energía N° 146/2002 con el fin de reparar y reemplazar transformadores de potencia.

Más tarde y con la intención de arribar a un acuerdo entre la Partes, vinculado a los compromisos previstos en las cláusulas cuarta y décimo primera del "ACTA ACUERDO" hasta el 31 de diciembre de 2012, a efectos de que Distrocuyo S.A. pudiese contar con los ingresos necesarios y suficientes hasta esa fecha para continuar realizando las tareas que permitan el mínimo mantenimiento del sistema de transporte eléctrico, con fecha 6 de diciembre de 2011 se firmó el Acuerdo Instrumental del Acta Acuerdo.

Este mismo esquema se prolongó hasta el presente, con la posterior firma de "El Convenio de Renovación del Acuerdo Instrumental del Acta Acuerdo" del 19 de junio de 2013 y la "Adenda al Convenio de Renovación del Acuerdo Instrumental del Acta Acuerdo" del 17 de septiembre de 2015.

Posteriormente, el Poder Ejecutivo Nacional, mediante Decreto N° 367 del 16 de febrero de 2016, instruye a los Ministerios a cuyas órbitas correspondan los respectivos contratos sujetos a renegociación, a proseguir los procedimientos que se encuentren en trámite de sustanciación en el ámbito de la UNIREN. Facultándose a los Ministerios competentes a suscribir acuerdos parciales de renegociación contractual y adecuaciones transitorias de precios y tarifas que resulten necesarios para garantizar la continuidad de la normal prestación de los servicios respectivos hasta la suscripción de los acuerdos integrales de renegociación contractual, los que se efectuarán a cuenta de lo que resulte de la Revisión Tarifaria Integral.

Finalmente, el Ministerio de Energía y Minería, mediante Res. N° 196-E/2016 Instruye al ENRE, a llevar a cabo todos los actos que fueren necesarios a los efectos de proceder a la Revisión Tarifaria Integral de las empresas Concesionarias del Servicio Público de Transporte de Energía Eléctrica, la que deberá estar finalizada antes del 31 de enero de

2017. A su vez el ENRE mediante Res. ENRE N° 524/2016, aprueba y dispone el Programa a aplicar para la Revisión Tarifaria Integral (RTI) del Transporte de Energía Eléctrica en el año 2016, para las empresas Transportistas de Energía Eléctrica, objeto del presente.

Por lo mencionado, los principales elementos que constituyen de este proceso de REVISIÓN TARIFARIA INTEGRAL, son los siguientes:

Marco Regulatorio

- Ley 24.065 Marco Regulatorio Eléctrico.
- El Contrato de Concesión de Distrocuyo S.A.

Período de Transición

- Leyes 25.561; 25.790 y 25.972
- El ACTA ACUERDO para la “Adecuación del Contrato de Concesión del Servicio Publico de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal de Distrocuyo S.A.”, de fecha 11 de mayo de 2005.
- El Decreto N° 1464/ 05 del PEN, el cual ratifica el Acta Acuerdo suscripta entre la Unidad de Renegociación y Análisis de Contratos de Servicios Públicos y la Empresa de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal de Cuyo S.A. - DISTROCUYO S.A., de fecha 28 de Noviembre de 2005.
- La Nota S.E. N° 897 del 29 de julio de 2008 y Res ENRE N° 329/2008.
- El Acuerdo Instrumental del Acta Acuerdo Celebrada con la UNIREN y Ratificada por Dto. PEN 1464/05, del 6 de diciembre de 2011.
- El Convenio de Renovación del Acuerdo Instrumental del Acta Acuerdo Celebrada con la UNIREN, del 19 de junio de 2013.
- La Adenda al Convenio de Renovación del Acuerdo Instrumental del Acta Acuerdo Celebrada con la UNIREN, del 17 de septiembre de 2015.
- El Decreto PEN N° 367, del 16 de febrero de 2016.

- La Res. MEyM Nº 196 E/2016, del 27 de septiembre de 2016.
- La Res. ENRE Nº 524/2016, del 28 de septiembre de 2016
- El Acuerdo SEE – ENRE –DISTROCUYO 2016-2017, del 9 de noviembre de 2016.

2 Antecedentes de la Revisión Tarifaria de 1999.

En el año 1999 se llevó a cabo el primer proceso de Revisión Tarifaria, que culminó con la sanción de la Res ENRE Nº 462 del 14 de agosto de 2001 mediante la cual el “ENRE” procedió a la determinación de la remuneración del servicio y la fijación del cuadro tarifario que tendría vigencia para el próximo período tarifario (2000 – 2005), incluyendo un factor de estímulo a la eficiencia (Factor X) y un Sistema de Premios.

Este nuevo cuadro tarifario anulaba la remuneración anual por energía eléctrica transportada, estableciendo los nuevos valores de remuneración por conexión y por capacidad de transporte, los que dieron una variación positiva del 0,86 %, respecto a la remuneración anterior.

Dado este resultado, cabe preguntarse cómo el ENRE pudo llegar a determinar tan exiguo aumento. La determinación de la tarifa depende esencialmente de tres elementos: un flujo de fondos, una tasa de rentabilidad esperada y la base de capital a remunerar. Todos estos elementos son calculados o estimados en base a técnicas económicas, estudios de ingeniería, de finanzas o una combinación de estas disciplinas. La respuesta a la pregunta planteada anteriormente, se encuentra en que si bien la tasa de rentabilidad aplicada resultó ser “justa y razonable” (del 12,76 % nominal anual), de acuerdo a las bases de estudios independientes, la Base de Capital fue castigada y reducida a través de tres vías, de dudosa base científica o débil respaldo técnico:

a) La aplicación de una Prima del 32,4 % sobre el valor pagado por los Accionistas, en concepto de Prima por Actividad No Regulada; que redujo la Base de Capital de 39,4 millones de dólares a 26,9 millones de dólares.

Es de destacar que al momento de la mencionada Revisión (ni aún considerando hasta el año 2004, a partir de esa fecha se produjo una clara separación contable y de

inversiones de las actividades reguladas y no reguladas), se puede encontrar algún indicador (% de Ingresos; % de EBITDA, % de Flujo de Fondos de la compañía), que pueda alcanzar ese grado de participación de la ANR. Además del concepto de prima, sólo es valido en el caso de que las ANR fuesen realizadas con activos de la concesión, y en ningún caso podría aplicarse a una actividad diferente “que no use dichos activos”.

b) La aplicación del criterio de descontar la denominada “certidumbre”, o valor actual al inicio de la concesión de la suma de Flujos de Fondos Netos verificados por el regulador en el período, considerando a esos flujos como una serie de pagos o recupero del capital inicial invertido, lo que consideramos sumamente arbitrario y no compatible con ningún método justo conocido de valuación de Base de Capital. A la vez se redujo el reconocimiento de las inversiones genuinamente realizadas al absurdo, llevando la base de capital al inicio de la concesión al exiguo valor de 15,7 millones de dólares.

c) Finalmente, la Base de Capital fue ajustada desde 1994 a 1999 a través de la aplicación de una tasa similar a la de descuento aplicada en el cálculo de la certidumbre, pero otra vez - en forma arbitraria - se le restaron las amortizaciones del período y se consideraron sólo en forma parcial las inversiones efectivamente realizadas, sin que ello tenga una explicación económica-financiera con base en criterios fundados, configurándose una Base de Capital al inicio del período de tan sólo \$ 20,65 millones de dólares.

En función de todo lo expresado, con fecha 20 de diciembre de 2001 DISTROCUYO S.A. interpuso, en el marco del Expediente ENRE Nº 6472/1999, Recurso de Reconsideración con Alzada en Subsidio contra la Resolución ENRE Nº 462/2001 (Nota de entrada ENRE Nº 63.424), tema verdaderamente trascendental para la empresa y que ese ENRE no responndiera hasta la fecha.

3 El Impacto de la Emergencia Pública y Económica (Ley 25.561 y normas complementarias)

Transcurrido el segundo periodo tarifario, y de no haber mediado la Ley de Emergencia Pública y Económica Nº 25.561, de Enero de 2002, durante el año 2004 debería haberse

desarrollado un nuevo proceso de Revisión tarifaria, del cual tendría que haber surgido la sanción de un nuevo cuadro tarifario, con vigencia desde el 18 de Enero de 2005 y hasta el 17 de Enero de 2010.

La emergencia pública y los cambios normativos introducidos por la ley 25.561¹, el decreto 214/2002 y sus normas reglamentarias y complementarias, generaron una alteración significativa de las condiciones jurídicas y económicas del contrato de concesión del Servicio Público de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal de Cuyo, previendo las mismas disposiciones la renegociación del contrato de concesión, el cual legalmente se inició con la sanción de la mencionada ley, pero en los hechos no se activó realmente hasta mediados de 2004.

El proceso de renegociación del contrato de concesión se llevó a cabo, en una primera instancia ante la Comisión de Renegociación de Contratos de Obras y Servicios Públicos, y luego ante la Unidad de Renegociación y Análisis de Contratos de Servicios Públicos (UNIREN), Durante todo este proceso, Distrocuyo S.A. proveyó la totalidad de la información requerida y pudo demostrar la profunda alteración contractual producida por la Emergencia, entre ello:

El grave deterioro de la ecuación económica y financiera de la Empresa, al mantenerse los ingresos pesificados y constantes, en tanto los costos operativos y de mantenimiento se incrementaron significativamente. A su vez, nuestra actividad, fuertemente dependiente del tipo de cambio por la naturaleza de sus insumos, vio triplicado el valor de la moneda externa de referencia. A lo antedicho, debe sumársele el diferencial de inflación que según índices oficiales nacionales y provinciales se verificó entre la provincia donde opera la compañía y el área metropolitana de GBA donde se mide el índice nacional. En el apartado dedicado a los costos de personal nos expusimos sobre el tema por el especial impacto que la inflación tiene sobre este costo.

¹La Ley 25.561, en su artículo 1 declaró *"la emergencia pública en materia social, económica, administrativa, financiera y cambiaria, delegando al Poder Ejecutivo Nacional las facultades comprendidas en la presente ley, hasta el 10 de diciembre de 2003"*. Dicho plazo fue prorrogado hasta el 31 de diciembre de 2008 por las leyes 25.820, 25.972, 26.077 ,26.204 y 26.339.

La necesidad de mano de obra especializada, la cual constituye uno de los rubros más importantes en la estructura de costos de la empresa. El valor de la misma se vio significativamente incrementado, en los primeros años, por los aumentos de carácter general dispuestos por el Poder Ejecutivo Nacional y las recomposiciones salariales que tuvieron lugar por la vigencia de los convenios colectivos laborales que rigen la actividad.

4 Acta Acuerdo de Adecuación del Contrato de Concesión de Distrocuyo

A partir del 2.005, con la firma del Acta Acuerdo, se incluyó un aumento promedio del 31 % sobre la remuneración del Concesionario, correspondiente únicamente a los montos asociados a los cargos fijos definidos en el régimen remuneratorio del Transporte. Asimismo se fijó un procedimiento de actualización de los cargo tarifarios en base al Índice General de Variación de Costos (IVC), calculado por el ENRE cada 6 meses, sobre la base de una estructura de costos de explotación e inversiones representativos de tales costos.

Además estableció la realización de una REVISIÓN TARIFARIA INTEGRAL, proceso mediante el cual se fijaría un nuevo régimen tarifario conforme a lo estipulado en el Capítulo X “Tarifas” de la Ley N° 24.065 debiendo entrar en vigencia el primero 1° de febrero de 2006.

Contra lo expresamente establecido en el Acta Acuerdo, tal Revisión Tarifaria Integral no se concretó al mes de Febrero de 2006, tampoco durante los siguientes años transcurridos. Agravando aún mas esta situación, no se llevaron a cabo los correspondientes ajustes semestrales a los ingresos de la Transportista por el mecanismo del IVC previsto, sino hasta julio de 2008, resultando sólo una débil y poco significativa atenuación de corto plazo, de los efectos de los aumentos de costos del período.

5 Acuerdo Instrumental – Convenio de Renovación – Adendas

Con el propósito que la Transportista pudiera contar con los ingresos necesarios y suficientes, en el corto plazo, para operar y mantener el sistema de transporte eléctrico,

el 6 de diciembre de 2011, se firmo el Acuerdo referido, por el cual se recalcularon los ingresos tarifarios correspondientes a los semestres transcurridos desde el 1 de junio de 2005 hasta el 31 de agosto de 2011, en base a los IVC y estableciendo con carácter transaccional la remuneración de la Transportista calculada por CAMMESA, a partir de los valores instruidos por el ENRE, con más los intereses sobre los saldos previstos en el apartado 5.5 del Capítulo 5 de LOS PROCEDIMIENTOS.

Se estableció que a partir del 1 de Diciembre de 2011, el ENRE calculara cada 6 meses, el IVC para ser aplicado al ajuste automático de la remuneración.

También se dispuso que lo convenido podría renovarse de común acuerdo entre LAS PARTES.

Asimismo, se definió un Plan de Inversiones para operación y mantenimiento en instalaciones de DISTROCUYO S.A. a realizar hasta el 31 de Diciembre de 2012. Cabe aclarar que los montos destinados a este Plan de Inversiones fueron acotados a los montos reconocidos como deuda y no a las reales necesidades del Sistema.

Con posterioridad, en razón de la falta de acciones alternativas y la renovación prevista en el Acuerdo Instrumental, LAS PARTES consideraron necesario renovar el ACUERDO INSTRUMENTAL hasta el 31 de Diciembre de 2015, mediante el Convenio de Renovación, el cual se firmó el 19 de junio de 2013. Dicho Convenio extendió idéntico esquema de actualización de los ingresos tarifarios hasta el 31 de diciembre de 2012, con posteriores ajustes automáticos semestrales, aplicables hasta el 31 de diciembre de 2015, reconociendo los montos necesarios para cubrir el Flujo de Fondos y el Plan de Inversiones, asociado a Operación y Mantenimiento, también este último, acotado a los montos reconocidos como deuda.

Con idéntico sentido al acuerdo anterior, el 17 de septiembre de 2015, Las Partes celebraron una Adenda al Convenio de Renovación del Acuerdo Instrumental del Acta Acuerdo Celebrada con la UNIREN ratificada por Decreto PEN N° 1464/2005” cuya vigencia y aplicabilidad culminó el 31 de diciembre de 2015.

Otro titulo

Posteriormente, mediante el dictado del Decreto N° 134/2015 del 16 de diciembre de 2015 el PEN declaró el estado de emergencia energética, con vigencia hasta el 31 de diciembre de 2017. En ese marco, se instruyó al Ministerio de Energía y Minería para que elabore, ponga en vigencia, e implemente un programa de acciones necesarias en relación con los segmentos de Generación, Transporte y Distribución de Energía Eléctrica de jurisdicción nacional, con el fin de adecuar la calidad y seguridad del suministro eléctrico y garantizar la prestación de los servicios públicos de electricidad en condiciones técnicas y económicas adecuadas. Así entonces el Poder Concedente consideró necesario convenir mecanismos que asegurasen que la Transportista cuente con los recursos necesarios y suficientes para sostener su normal operación y ejecutar las demás tareas que resulten necesarias para mantener adecuadamente la operatividad y funcionamiento del Sistema de Transporte Eléctrico, hasta tanto se lleve a cabo la Revisión Tarifaria Integral.

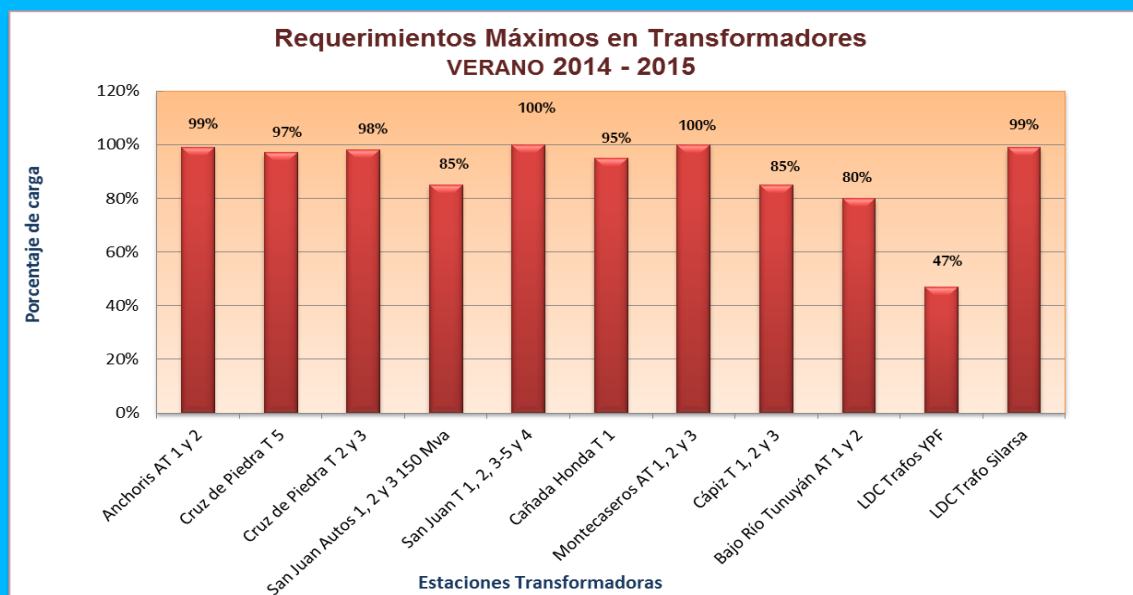
En este sentido, el MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA mediante Resolución N° 196-E/2016 instruyó al ENRE, para que lleve a cabo todos los actos que fueren necesarios a los efectos de proceder a la Revisión Tarifaria Integral de las empresas concesionarias del servicio público de transporte de energía eléctrica, la que deberá estar finalizada antes del 31 de enero de 2017. Consecuentemente el ENRE mediante Res N° 524/2016 Aprobó el “Programa a aplicar para la Revisión Tarifaria Integral (RTI) del Transporte de Energía Eléctrica en el año 2016”.

El 9 de noviembre de 2016 se firma el “ACUERDO SEE – ENRE – DISTROCUYO 2016-2017” que dispone, respecto del período transcurrido entre el 1º de diciembre de 2015 y el 30 de julio de 2016, que la remuneración que corresponde percibir a DISTROCUYO será la que surge de los cálculos realizados por CAMMESA, a partir de los valores determinados por el ENRE, con más los intereses sobre los saldos previstos en el apartado 5.5, Capítulo 5 de LOS PROCEDIMIENTOS, desde el devengamiento hasta su efectiva cancelación. De igual modo desde el 1º de agosto de 2016 hasta el 31 de enero de 2017.

6 Gestión de DISTROCUYO S.A. (2000 – 2016)

El incremento continuo y significativo de la demanda de energía eléctrica en el país con motivo de la recuperación de la economía nacional alcanzada a mediados de los 2000, tras el largo período de recesión y las señales de abundancia dadas por el retraso tarifario, el cual junto con la ausencia de ampliaciones que permitiesen incrementar la capacidad del Sistema de Transporte, provocaron exigencias operativas más allá de las razonables, comprometiendo la vida útil del equipamiento. Todo esto ha llevado a una situación en donde hoy ya no existe Capacidad Remanente prácticamente en ningún equipo, haciendo extremadamente difícil la salida de servicio de cualquiera de ellos para mantenimiento programado y su salida forzada, provoque inevitablemente afectación a la demanda.

Para comprender como se ha exigido al Sistema de Transporte en el área de Cuyo, basta con observar los siguientes gráficos, donde se muestran el grado de uso de los transformadores instalados en las diferentes EETT y la evolución de la demanda, comparada con la experimentada por la extensión de líneas de alta tensión y potencia de los transformadores.

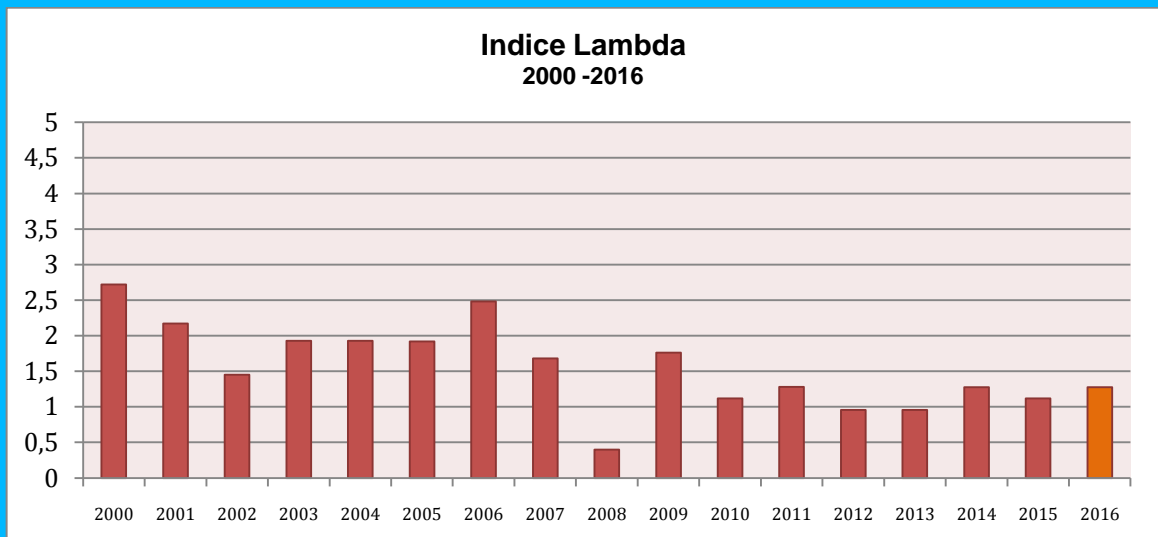




En otro orden de cosas y como consecuencia de los escasos recursos obtenidos del producido tarifario, que obviamente eran destinados a cubrir costos operativos crecientes, requeridos para la operación y mantenimiento de las instalaciones existentes, se produjo una postergación de las inversiones previstas. En función de ese contexto, las inversiones pudieron realizarse con gran esfuerzo, orientadas fundamentalmente a atender los reemplazos imprescindibles de equipos, que por obsolescencia o agotamiento de su vida útil, podían afectar la confiabilidad y por tanto la calidad de servicio del Sistema de Transporte.

La prestación del servicio público realizada por DISTROCUYO bajo las circunstancias expuestas, requirió de un esfuerzo adicional con relación al cumplimiento de la calidad del servicio prevista en el Contrato de Concesión. En este sentido y como producto de ese esfuerzo adicional, cabe destacar que la Calidad del Servicio se mantuvo durante todo el período, con muy buena performance, tal como lo acreditan los índices de calidad que obran en ese Ente.

En el siguiente grafico, se muestran los índices de calidad “Lambda” Tasa de Indisponibilidad Forzada de Líneas por año y cada 100 km.



Esto demuestra la vocación de priorizar el servicio público de esta Transportista y sin lugar a dudas la destreza en la asignación de los recursos disponibles, destinando muchas veces los generados por otras actividades, financiando inversiones que permitieron sostener la calidad del Sistema de Transporte.

Desde el año 2003 se realizaron inversiones, financiadas por el Accionista y la Actividad No regulada, situación acentuada en el año 2005 con la firma del ACTA ACUERDO, comprometiendo la disponibilidad de los flujos previstos en la Proyección Económica Financiera del Acta Acuerdo, relegando indefinidamente la obtención de algún tipo de rentabilidad. Proceso que continuó con igual fuente de financiamiento hasta 2008, realizando inversiones y solventando costos operativos requeridos para el mantenimiento de la calidad de servicio prestado que superaban ampliamente la generación de fondos de la Actividad Regulada.

Luego de esto y visto la necesidad de continuar realizando inversiones mínimas e indispensables en el Sistema que permitiesen mantener el Servicio el 26/11/2009 DISTROCUYO S.A. y CAMMESA celebraron un Contrato de Mutuo y Cesión de Créditos en Garantía, en el marco de la Resolución de la Secretaría de Energía N° 146/2002 y de acuerdo a lo instruido por la Secretaría de Energía, se obtuvo un Préstamo con destino a la ejecución del Plan de Inversiones para la operación y mantenimiento del Sistema de Transporte.

Posteriormente con la firma del Acuerdo Instrumental; Convenio de Renovación; Adendas y el actual Acuerdo SEE-ENRE- DISTROCUIYO 2016-2017, fue posible ejecutar un Plan de Inversiones para los años subsiguientes, con un completo grado de cumplimiento por parte de DISTROCUIYO S.A. pero que para todos los años resultó exiguo, pues siempre estuvo acotado en su magnitud, no a las necesidades reales del Sistema, sino a los montos de dinero reconocido como deuda contabilizada desde el 1º de julio de 2005, fecha reconocida en el Acta Acuerdo Celebrada con la UNIREN ratificada por Decreto PEN N° 1464/2005.

II EL CONTEXTO DE DISTROCUIYO AL MOMENTO DEL PROCESO DE REVISION TARIFARIA INTEGRAL

1 Contexto General

Distrocuyo S.A. conoce claramente los derechos y obligaciones que le otorgan las leyes que rigen la actividad, su Contrato de Concesión y la Regulación en su conjunto. Como la mayoría de las empresas de servicios públicos, ha debido superar coyunturas económicas y financieras muy difíciles, que describiéramos sucintamente en apartados anteriores, para evitar poner en serio riesgo de discontinuidad el servicio esencial e imprescindible que presta a los habitantes y a la economía en general del Área Eléctrica de Cuyo. Distrocuyo es consciente de que la crisis no le es exclusiva, y que la misma afectó a la totalidad del país y de sus habitantes.

No obstante, es dable reconocer que su esfuerzo no ha sido menor. Como ya explicáramos abundantemente, durante estos años del Periodo de Emergencia y congelamiento tarifario, ha realizado profundos esfuerzos y ha postergado sus legítimas pretensiones contractuales, en consonancia con lo dispuesto por la ley 25.561 y en particular con sus Art. 1 y 9, relativos a la declaración de emergencia y a los criterios a observar para la renegociación de contratos y soportando como señaláramos anteriormente, la vulneración e incumplimiento de los derechos que le otorga el Acta Acuerdo.

Este incumplimiento y sobre todo la innecesaria extensión del período de transición desde el 2006, fecha prevista para la RTI en el Acta Acuerdo, y la actualidad ha provocado varios efectos:

Se ha producido un envejecimiento y deterioro de la red por falta de inversiones que deberá recuperarse, al menos en parte, en el próximo período tarifario a través de un importante plan de inversiones (CAPEX)

La Compañía debió restringir al máximo posible todos los costos destinados a realizar las tareas de mantenimiento. Está situación debe recomponerse en el próximo periodo tarifario aumentando el nivel de OPEX, en términos reales) hasta recomponer la condición de funcionamiento estándar de una compañía prudente y eficiente. Consecuentemente será imposible, al menos en el próximo periodo tarifario, definir un coeficiente de eficiencia y mejora de costos cuando la situación es exactamente opuesta.

En el contexto del Mercado Eléctrico en Argentina, entendemos que el mecanismo más importante para enfrentar la crisis energética es el manejo de la demanda (DSM) y la difusión y aplicación de programas de uso racional de la energía (URE). También resulta claro que la señal económica que reciben hoy los usuarios, todavía no refleja exactamente la escasez. En una economía de mercado, para que los programas de DSM y URE tengan efecto, se debe sincerar el precio de la energía, transparentando tanto sus verdaderos costos como la crisis que enfrenta el sector en el mundo. Este aumento del precio colaborará en la reducción del consumo lo que permitiría que, sin afectarse a los sectores productivos, se pueda conseguir pasar este período difícil en que la infraestructura resulta insuficiente para abastecer los incrementos de consumos que el crecimiento del País necesita.

Entendemos que el justo y reclamado aumento del costo de la energía, preservando por distintas vías y herramientas explícitas el consumo de los sectores más desfavorecidos, tendrá importantes beneficios, en términos de sustentabilidad de mediano y largo

plazo, posibilitando mejorar la disponibilidad de los fondos necesarios para la expansión de la infraestructura y el fomento del URE y el DSM.

2 La Falta de Expansión de la red de Transporte en Cuyo.

La falta de inversiones en el sistema de transporte es una preocupación y un tema central de constante discusión de todos los Actores del Mercado Eléctrico. En el caso del Área Cuyo y de la Pcia. de Mendoza en particular, existen características que pueden ser catalogadas de dramáticas. La falta de inversiones hace hoy imposible abastecer las nuevas demandas, aunque esta situación es crítica tanto en San Juan y Mendoza, la primera de ellas ya ha tomado hace algún tiempo algunas decisiones importantes al respecto como la construcción de la línea Gran Mendoza - San Juan 500 KV y posteriormente la conexión con la ET 500 kV Nueva San Juan, recientemente puesta en servicio. En cambio en la provincia de Mendoza, las cuestiones jurisdiccionales e inacción de los actores, con capacidad de decisión, han inhibido la concreción de ampliaciones básicas esenciales. Mendoza actualmente sufre, una profunda falta de infraestructura en el Sistema de Transporte, el cual funciona con un alto grado de congestionamiento, enfrentando serias dificultades ante una condición N-1, las que se traducen, generalmente, en ineludible afectación del suministro de energía a los usuarios. Asimismo, no resulta factible el crecimiento de la demanda industrial, condición esencial para el crecimiento económico de la Región, situación que se mantendrá hasta tanto se corrija esta falta.

En los últimos 20 años la demanda de potencia y energía del sistema operado por DISTROCUYO ha aumentado alrededor del 125 % y continúa siendo abastecida por el mismo equipamiento de transporte. No se han agregado prácticamente kilómetros de línea, salvo 5 km en 220 KV para vincular la ET San Juan con la nueva línea Mendoza - San Juan en 500 KV (operada en 220 kV) y que hoy se han transformado en una doble terna en 132 kV entre las EETT San Juan y Nueva San Juan y 7 km en 220 kV entre la ET 500 kV Río Diamante y el PI Los Reyunos.

2.1 Incidencia en el mantenimiento:

La falta de una adecuada capacidad del Sistema de Transporte afecta las actividades de mantenimiento bajo diferentes aspectos:

En primer lugar, al no contarse con instalaciones de reserva o redundantes, no resulta factible ejecutar la totalidad de los programas de mantenimiento o al menos con la frecuencia que resultaría apropiado para el correcto cuidado de los equipos. Adicionalmente, aquellos mantenimientos que no surgen como imprescindibles, muy frecuentemente se postergan, al implicar cortes en el suministro, principalmente por no obtenerse las autorizaciones necesarias de los propios Usuarios, muchas veces hasta la ocurrencia de falla del equipo, generando mayores costos para las partes y frecuentemente reparaciones de emergencia que requieren nuevas intervenciones.

En segundo lugar, la saturación de las instalaciones, hace que las mismas sólo puedan sacarse de servicio en días y horarios que están fuera de la jornada laboral normal, realizándose prácticamente sólo en los periodos de menor demanda (otoño y primavera), en fines de semana y eventualmente también en horario nocturno.

Todo esto se traduce en: un mayor riesgo para las personas que realizan la tarea; mayores costos debido al régimen remuneratorio de horas extras, haciendo que la misma tarea resulte en el orden de tres veces más onerosa, comparada con tareas normales y además se presentan con una mayor dificultad de salvar cualquier imprevistos, debido a los horarios de inactividad del resto de la comunidad.

Cada vez más deben incorporarse trabajos con tensión, a fin de compensar la dificultad para sacar de servicio a las instalaciones, los que resultan más caros, debido al mayor tiempo de ejecución y la utilización de equipos especiales.

Otra consecuencia de la falta de expansión del Sistema, está asociada con el grado de congestión que aparece en las estaciones de alta demanda (principalmente en verano), originando que los equipos se vean expuestos a temperaturas elevadas, cercanas a sus límites térmicos, requiriendo incrementar la frecuencia de los mantenimientos y en

muchos casos acortando su vida útil, con todas las consecuencias operativas y económicas que resultan obvias.

2.2 Incidencia en la operación

La operación del Sistema, obviamente cada vez se hace más crítica, pues no existe posibilidad de error, cualquier fallo por menor que este sea, generalmente tendrá afectación al abastecimiento de la demanda. Esto trae una dedicación de recursos extras, partiendo con la planificación de las tareas de mantenimiento, la programación de la operación y la preparación de planes de contingencias y finalmente la propia operación. Consecuentemente conlleva mayores costos comparándolos con la operación de su Sistema con razonables redundancias.

2.3 Incidencia en la renovación de activos

Debido a las frecuentes exigencias extremas, a la que se somete a los elementos del sistema, muchos de ellos ven su vida reducirse drásticamente. El caso más notorio es el de los transformadores de potencia, verdadero corazón del sistema eléctrico, tanto desde un punto funcional como económico. En el área de Cuyo, debido a la falta de expansión, los transformadores se han utilizando prácticamente al límite de su capacidad de manera casi permanente, dejando al sistema sin capacidad remanente y con exigencias extremas. Los transformadores han mostrado desde entonces índices de fallas comparativamente muy altos. Ello ha llevado a establecer como prioridad de inversión, el cambio de los transformadores, en algunos casos, antes del final teórico de su vida útil. Dada la relación exponencial que existe entre la vida útil con la temperatura, utilizando la máquina en el límite térmico del componente aislante, la expectativa de vida de la misma se reduce drásticamente.

2.4 En las penalizaciones

El sistema de penalizaciones ha sido concebido con la idea de dar señales a la transportista para la mejora de la calidad de su actividad, es decir, la operación, el mantenimiento y el reemplazo de equipos, bajo el modelo tarifario conocido como Price

Cap. En ese sentido se penaliza las salidas de los equipos, cualquiera fuese la razón que las origina, tanto las salidas programadas como las forzadas.

Si analizamos la génesis y las ventajas económicas que llevaron a crear el actual modelo de funcionamiento del MEM, concluiremos que el mismo permite aumentar la escala de la Generación y sobretodo un funcionamiento más económico al incrementar las opciones de competencia y permitir compartir entre muchos la reserva. De esta forma, el sistema requiere mucha menos redundancia que los sistemas aislados, resultando en suma en fuertes economías de escala.

Sin embargo, en el estado actual del sistema Eléctrico Cuyo, al desaparecer totalmente la redundancia y los equipos de reserva, el Sistema comienza a sufrir riesgos muy altos. La situación actual hace que la salida de servicio de cualquiera de los elementos del Sistema, ponga en riesgo la seguridad y surja la posibilidad de un colapso del mismo.

Es decir: sin reservas, sólo se comparten los riesgos y es el Transportista quien sufre penalizaciones, sin poder tomar acción directa en la corrección del problema.

III BASE DE CAPITAL

Con respecto a este punto, el ENRE en su nota Nota ENRE Nº 122.753, Expediente ENRE Nº 47.306/16, solicita la determinación de la base de capital pretendida para la aplicación de tasa razonable a que se refiere la ley Nº 24.065, con detalle de su conformación y justificación.

1 Análisis del Marco Conceptual y Normativo, Metodología y Determinación de la Base de Capital Regulada.

Debido a que la Base de Capital Regulada (BCR), en nuestro marco normativo no cuenta con una referencia legislativa, es necesario un análisis de los fundamentos teóricos y normativos existentes, a fin de delinear los principios a ser utilizados en la valoración de la BCR.

Es por eso, que estos aspectos constituyen parte importante del Informe Adjunto que se presenta como ANEXO IV – Sub-Anexo IV.1 "DETERMINACION DE LA BASE DE CAPITAL

DE LA EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL DE CUYO SOCIEDAD ANÓNIMA", el cual se explyaya sobre el Marco Conceptual y analiza la Normativa Aplicable para determinar la BCR.

En el ANEXO mencionado, se introducen los principios económicos y regulatorios que deben regir la determinación de la BCR, a fin de definir el marco conceptual. También, se desarrolla un análisis crítico de la normativa existente en lo que hace a la determinación de la BCR de DISTROCUYO S.A. (se analiza el ACTA ACUERDO ratificada por Decreto 1464/2005 y la Resolución ENRE N° 524/2016).

Otro de los aspectos importantes de la Determinación de la BCR, es el tipo de cambio que corresponde utilizar a los efectos del cálculo de actualización del capital, bajo la aplicación de la Ley N° 25.561 "Ley de Emergencia", sobre el capital de Distrocuyo que fuera pesificado como consecuencia de la crisis económica de los años 2001/2002, que derivó en el dictado de dicha norma.

Para esta definición, hemos solicitado un Dictamen Jurídico fundado sobre estos aspectos al Estudio Beccar Varela, que se adjunta a esta presentación como ANEXO IV – Sub-Anexo IV.2 y da sustento legal al cálculo de ajuste de Pesificación que conforma el cálculo general de la BCR.

Una vez definido el Marco Conceptual y en base a los fundamentos teóricos y normativos analizados, el Informe presenta la Metodología para la determinación de la base de capital.

Finalmente, entonces en el ANEXO IV - Sub-Anexo IV.1, se exponen los resultados de la determinación de la BCR aplicando el marco conceptual y la metodología descripta en las secciones anteriores.

Así las cosas y en cumplimiento de lo solicitado, a continuación exponemos el resultado del cálculo de la Base de Capital determinada según los criterios de la Resolución ENRE 524/16.

Concepto	ENRE	Fórmula
BCR dic-2016	851.422,9	[1]
Inversiones 2016	27.455,3	[2]
Depreciaciones 2016	8.927,4	[3]
BCR a Inicios de 2016	832.895,0	[4]=[1]-[2]+[3]
IPC I&SL dic-16/dic-15	1,4	[5]
BCR dic-2015	594.925,0	[6]=[4]/[5]

Teniendo en cuenta que la solicitud del ENRE alcanza sólo hasta diciembre 2015, hemos extendido el cálculo hasta diciembre 2016 con el mismo método y criterio adoptado para el periodo anterior. Entendiendo que el año 2016, no debe quedar excluido del proceso de la actual Revisión Tarifaria.

2 Criterio y Metodología de Separación de Actividades para la Determinación de la BCR.

En este punto nos referimos a la Separación de Bases de Capital de Actividades Reguladas y No Reguladas. En este caso, el criterio de la empresa es concordante con las definiciones del Acta Acuerdo y el ENRE; por lo tanto se tomó el criterio de Separación de Actividades. En el Informe del ANEXO V, se puede encontrar una base sólida de sustento conceptual a este criterio.

Asimismo encontramos coincidencias de criterio entre la Empresa, y la normativa y regulación nacional e internacional, en cuanto a que tal separación ente Actividades Reguladas y No Reguladas debe hacerse teniendo en cuenta principalmente la asignación de activos de cada una. En el caso de Distrocuyo, por la naturaleza de las Actividades No Reguladas, encuadradas en la actividad (sector industrial según nomenclatura económica) de Ingeniería y Construcciones, y por contar con el método de Contabilidad Regulatoria de Separación de Actividades, se encuentra absolutamente clara la frontera entre unos activos y otros, y por lo tanto, esta separación se ha realizado de manera terminante y transparente. De más esta decir, que al tener una bien definida separación de bienes, la renta correspondiente a cada grupo de activos sigue la misma suerte.

Esto es así incluso respecto a la consideración del ADJUNTO A del SISTEMA DE CONTABILIDAD REGULATORIA PARA LAS EMPRESAS TRANSPORTISTAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA, que prescribe: "..... es conveniente recordar que la autorización que el regulador otorga a las empresas para la realización de actividades no reguladas conlleva el cumplimiento de dos objetivos: uno, el vuelco en beneficio de los usuarios (de las actividades reguladas), de parte de las utilidades que generan estas actividades no reguladas; y, el segundo, que la realización de actividades no reguladas en modo alguno ponga en peligro la eficiente realización de las actividades reguladas."

Esta claro, que las Actividades No Reguladas a las que se refiere la cita del párrafo anterior son las que comparten la misma base de activos con las Actividades Reguladas. Por lo tanto, cuando ese no es el caso, como en el de Distrocuyo, la aplicación de ese principio es a todas luces injusto y dañino.

Habiendo dicho lo anterior, dejamos enfáticamente expresado que la información sobre la que se construye nuestra BCR esta sustentada por la totalidad de los "Informes de Cumplimiento del Plan de Inversiones", remitidos anualmente y auditados por ese Ente sin solución de continuidad desde el año 2006, año de implementación del Sistema de Contabilidad Regulatoria, que reemplazó y amplió los requerimientos de información. Todo esto en perfecto cumplimiento de la Clausula Novena "Obligaciones Particulares establecidas al Concesionario durante el Período de Transición contractual" del Acta Acuerdo, complementado con la Clausula Decimoquinta "Mejora de los Sistemas de Información de la Concesión.

Adicionalmente, la misma información fue remitida a ese Ente, con la totalidad del detalle mensual requerido, a partir de la firma del Acuerdo Instrumental de fecha 6 de diciembre de 2011 y posteriores Convenio de Renovación y Adendas a estos Acuerdos.

Finalmente, otro marco definitorio de la comprensión y sustento de esta presentación, es la referencia a la Auditoría Técnica y Económica de los Bienes Esenciales Afectados al Servicio Público, también definida en el Acta Acuerdo en la Cláusula Decimoséptima.

Cabe destacar que este hito, representa la referencia más sólida para la determinación de los bienes afectados exclusivamente al Servicio Público.

El trabajo aludido en el párrafo precedente, fue realizado por un Auditor Independiente (Levín - Tecnolatina) seleccionado por el ENRE y cuyos honorarios fueron soportados por el mismo, cuyo informe final se expone en el ANEXO III, la misma referencia a LEVIN que en el apartado especial para esto.

Como base probatoria de todo lo anterior, incluimos en esta presentación el ANEXO II – Sub-Anexo II.3 “JUSTIFICACIÓN DE INVERSIONES REALIZADAS”, en el cual se detallan todas las actuaciones realizadas por la concesionario y por el ENRE para auditar, comprobar y certificar las Inversiones realizadas exclusivamente para la Actividad Regulada durante todo el Periodo de Transición. Toda esta documentación probatoria se encuentran expresada con distintos criterios de información, dependiendo de los criterios de control instrumento, por lo que algunos casos pueden variar con los criterios de registración contable. De todas maneras, con la debida diligencia y ecualizando los criterios adoptados en uno u otro caso, es perfectamente comprobable la correspondencia entre los valores auditados y controlados por el ENRE y los registrados por la compañía.

3 Aspectos Especiales originados por el Periodo de Transición

En cuanto a los aspectos especiales que hemos considerado, un punto importante es el que tiene que ver con un contexto especial de Renegociación Contractual como el presente, ya que por el plazo del periodo de transición como por la extraordinaria distorsión de todas las variables financieras y contractuales, no constituye un proceso de Renegociación Tarifaria ordinario.

En este sentido, y teniendo en cuenta que la BCR debería reflejar las condiciones pasadas, es decir la inversión no recuperada y/o remunerada en el servicio. Su determinación, por lo tanto, tendría que tomar en cuenta todos los elementos económicos y financieros que afectaron a la empresa desde el momento del quiebre del equilibrio económico financiero hasta el momento de la revisión.

De todas maneras, considerando como hecho extremadamente determinante la excepcionalidad referida en el párrafo anterior, hemos cumplido con la solicitud del ENRE, enmarcada exclusivamente en la Resolución ENRE 524/16, considerando la BCR sin los perjuicios emergentes desde el momento del quiebre del contrato, por considerar esta última situación un hecho contractual a resolver entre las partes contratantes.

El mismo tratamiento contractual, entendemos debe darse a la diferencia de criterio que surge de la aplicación del Acta Acuerdo y la Resolución ENRE 524/16. En este aspecto, el Acta Acuerdo en su Clausula Decimocuarta: Pautas de la Revisión Tarifaria Integral, define que para la valuación de la BCR deben considerarse dos referencias: "...a) el valor inicial de los bienes al comenzar la concesión, como también aquel correspondiente a las incorporaciones posteriores netos de bajas y depreciaciones y b) el valor actual de tales bienes, resultante de aplicar criterios técnicos fundados... teniendo en cuenta el estado actual de conservación...", mientras que la Resolución ENRE 524/16 toma únicamente el criterio a) del Acta Acuerdo pero sólo desde la última Revisión Tarifaria.

Al tratarse de referencias normativas de distinta jerarquía, siendo el Acta Acuerdo un hecho contractual entre Concedente y Concesionario, prevalece sobre una Resolución de ese Ente.

Por tal motivo, tanto el punto tratado en el párrafo anterior, como el relacionado con el daño producido durante el Periodo de Transición, corresponden ser tratados entre este Concesionario y el Poder Concedente.

En estricto derecho y en vistas a todas las consideraciones vertidas anteriormente, sobre todo teniendo en cuenta que a través del presente proceso de Revisión Tarifaria Integral, nos vemos precisados a someternos a términos y recaudos que escapan a lo expresamente acordado con nuestro Poder Concedente en el Acta Acuerdo, tal lo hiciéramos expresamente por los canales correspondientes, hemos hecho reserva de los siguientes puntos:

a) La remuneración necesaria durante el Periodo de Transición para otorgar a esta Transportista la oportunidad de obtener ingresos suficientes para satisfacer los costos operativos razonables aplicables al servicio, impuestos, amortizaciones y la tasa de retorno según lo dispone el art. 41 de la Ley 24.065, todo ello en función que este concesionario prestó el servicio en forma económica, prudente y mantuvo los niveles de calidad, respetando de esta manera las obligaciones a su cargo establecidas en el CONTRATO DE CONCESIÓN.

b) Diferencias de los criterios definidos en el Acta Acuerdo (hecho contractual bilateral) con los enunciados en la Resolución ENRE 524/16, respecto de las PAUTAS PARA LA REVISION TARIFARIA INTEGRAL.

c) Trato Equitativo: Con relación a este punto, debemos solicitar se nos aplique el trato equitativo que establece el ACTA ACUERDO, en su cláusula décima, “El CONCEDENTE se compromete a disponer para el CONCESIONARIO un trato razonablemente similar y equitativo, en igualdad de condiciones, al que se otorgue a otras empresas del Servicio Público de Transporte y de Distribución de Electricidad, en tanto ello sea pertinente a juicio del CONCEDENTE, en el marco del proceso de renegociación de los contratos”.

IV INVERSIONES

1 Filosofía del Plan de Inversiones

La confiabilidad y el desempeño del Sistema Argentino de Transporte de Energía Eléctrica depende de muchas variables, entre las que sobresalen la confiabilidad de cada elemento y la redundancia del Sistema, expresada en términos de mantenimiento del criterio “N-1”.

La mayor parte de los elementos que componen hoy DISTROCUYO, fueron instalados durante las décadas de los setenta y los ochenta, por cuanto están al final de su vida útil técnica teórica. Por tal motivo en los próximos años, la mejora de la confiabilidad requerida, demandará niveles de inversión en renovación de activos que superan largamente los actuales.

El mantenimiento y la renovación de activos son actividades complementarias. Las inversiones deben integrar la problemática del mantenimiento a través de una concepción regulatoria que lleve naturalmente a la gestión de los activos, integrando mantenimiento y renovación.

En este sentido, con las premisas apuntadas, el criterio adoptado por DISTROCUYO para la propuesta del Plan de Inversiones, atiende las necesidades del Servicio, durante el próximo período tarifario, pero con una visión de mediano y largo plazo, promoviendo la seguridad y calidad en la prestación del mismo (sin perder de vista que el aporte de suficiencia y más aún la necesaria redundancia, está en manos de terceros).

Para la Líneas Aéreas, las que cuentan con una edad promedio de más de 45 años, se propone la realización de un conjunto de inversiones que permiten la “renovación” de las mismas. Para ello se ha previsto el cambio de aproximadamente el 50 % de los aisladores, refurbishment de 37 estructuras (extendiendo la expectativa de vida) y la instalación de 63 estructuras intermedias, con el propósito de adecuar las mismas a la normativa vigente, siempre enfocando en priorizar la atención sobre LATs más críticas para la prestación el servicio.

En cuanto a los transformadores de potencia con antigüedad superior a los 30 años y cuyos análisis físicos, químicos y cromatográficos de los aceites muestran que están llegando al fin de su vida útil, se propone un programa de reemplazos de 3 máquinas, los que actualmente resultan mas comprometidos.

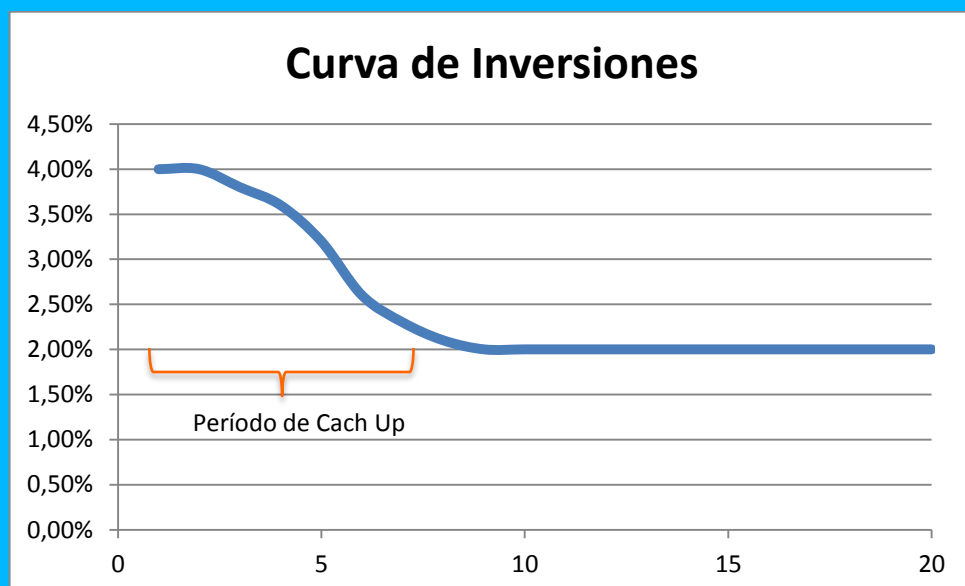
Asimismo para los Sistemas de Protecciones, Control y Comunicaciones, juega un rol importante el concepto descrito anteriormente de obsolescencia tecnológica. Por tal motivo, se ha previsto una importante inversión en estos equipos, dado que en la actualidad una significativa cantidad se encuentra con alto grado de obsolescencia.

Por todo lo expuesto, se propone un ritmo de inversiones que en los primeros años del período debe ser acelerado, a efectos de poner en régimen a las instalaciones que necesitan ser reemplazadas y luego de esto, mantener un ritmo de regularidad que permita alcanzar las metas de seguridad, confiabilidad y calidad que se pretende para el

Sistema de Transporte, pues está claro que los “Usuarios” de dicho sistema, son tomadores de esa calidad, sin capacidad de mejorarla y en el óptimo, mantenerla.

Lo dicho se aprecia en el siguiente gráfico, en donde se advierte una mayor intensidad en el ritmo de las inversiones (“cach up”), necesario para paliar las actuales deficiencias del Sistema, originadas en la falta de inversiones adecuadas, durante el extenso período de transición de mas de 15 años.

Luego y con expectativas positivas sobre la normalización de todos los elementos que conforman el Mercado Eléctrico (Instituciones Regulatorias, apego a las normativas, esquemas tarifarios, planificación adecuada, etc.), se prevé una etapa de ejecución normal, donde los valores usuales de inversión rondan el 2 % (en razón de la vida útil de los bienes de la empresa, que en promedio alcanzan los 50 años, valor que justifica entonces el porcentaje aludido). Asimismo esta política resulta ajustada y coherente con las buenas prácticas (como las aplicadas en otros países), fundamentadas en acciones en pos de alcanzar en el largo plazo, la sustentabilidad del Sector Eléctrico, como base de toda economía saludable.



2 Antecedentes y Conclusiones de la Auditoria Tecnica y Economica de los Bienes Esenciales Afectados al Servicio

A pesar de que el estudio referido cuenta con diez años de antigüedad, continúa siendo vigente en muchos aspectos, pues si bien alguna parte de los bienes a que hace referencia han sido reemplazados, la infraestructura del Sistema de Transporte de Cuyo prácticamente no ha evolucionado, como ya se mencionó más arriba, sin experimentar prácticamente variaciones en las Líneas de Alta Tensión y en pequeña escala en su potencia instalada.

Dicho Informe de Auditoria tiene origen en el Acta Acuerdo, mediante su cláusula Decimoséptima, estableció la realización de una auditoria de bienes esenciales a realizar por un auditor independiente. En este sentido el punto 17.1 de dicha cláusula expresa: *“17.1 EL CONCESIONARIO, bajo pautas y supervisión del ENRE, procederá a realizar una Auditoría de los BIENES ESENCIALES afectados al Servicio Público de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal, mediante la contratación de especialistas.* En la misma cláusula, en el punto 17.2, se definen los objetivos de esta auditoria contemplando el control, verificación, e información los aspectos tales como Existencia, Condiciones Técnicas y Nivel de Depreciación u Obsolescencia, Razonabilidad y Titularidad Efectiva.

En cumplimiento de lo estipulado en el Acta Acuerdo, el ENRE, llevó adelante la Auditoria contratando a la UTE de las conocidas y especializadas consultoras del medio: LEVÍN Y TECNOLATINA, luego de una estricta selección de antecedentes, entre consultoras del medio nacional.

3 Principales Conclusiones resultantes de la Auditoria

Con fecha 24 de abril de 2006, LEVIN y Tecnolatina entregaron a Distrocuyo el Informe Final de la Auditoria de Bienes Esenciales al 31 de diciembre de 2005. Siendo el ENRE el contratante de la auditoria, este informe es parte del expediente ENRE Nº 18921/05.

Uno de los datos más importantes, entre las principales conclusiones, que pone de manifiesto la realidad de los bienes esenciales para el servicio de Distrocuyo, son los

valores certificados por los emisores del informe, en ANEXO III: Informe de Auditoría de Bienes Esenciales, se adjunta copia del Certificado:

Valor a Nuevo	\$ 440.755.607
Valor Depreciado con vidas útiles de la Consultora	\$ 140.959.960
Valor Depreciado con vidas útiles del ENRE	\$ 106.776.669

Puede verse que, el valor depreciado de los bienes es del 24% según los criterios del ENRE y del 32% según la consultora. Distrocuyo tiene más del 50% de sus instalaciones amortizadas y en funcionamiento, ello hará que la provisión de calidad de servicio ya no pueda resolverse solamente con mantenimiento, resultando dicha calidad progresivamente afectada.

Estos niveles de depreciación se encuentran entre los mayores del sector eléctrico y sustentan las demás conclusiones del trabajo, entre las cuales se encuentra la transcrita a continuación, extraída del Informe de Inventario, SECCION I.E, DESCRIPCION DE LAS INSTALACIONES.

El importante aumento de la generación instalada, de la demanda y la falta de inversiones para la ampliación de la capacidad de transporte (a cargo de los usuarios en virtud del marco que regula la actividad) han conducido gradualmente a la red a un estado por demás crítico, y en el que la operación resulta cada día más dificultosa. Se han agotado prácticamente todos los márgenes razonables, a punto tal que en la actualidad resulta prácticamente imposible realizar un adecuado mantenimiento de las instalaciones, centrado en la economía de costos y en la confiabilidad de los equipos, ya que dichas tareas de mantenimiento se llevan a cabo sólo cuando la demanda lo permite. Los breves plazos disponibles afectan los costos y la calidad de las tareas.

Obviamente, son inadmisibles en la mayor parte de los escenarios, los estados N-1, particularmente en el caso de los transformadores.

Sin embargo, este deterioro que evidencia la red aún no se manifiesta en toda su dimensión a nivel del usuario final, gracias a los esfuerzos efectuados a diario por Distrocuyo para mantener el abastecimiento y la calidad comprometida, pero comprometiendo en forma creciente la vida útil de sus instalaciones y operando el sistema más allá de los límites usualmente admisibles.

La Transportista ha expuesto reiteradamente que la situación ha llegado a un punto tal, que resulta muy riesgoso para la confiabilidad mantener en las actuales condiciones de insuficiencia de ingresos a la operación, mantenimiento y reposición de la red, donde es habitual operar con tensiones fuera banda y transformadores sobrecargados. Agotados todos márgenes existentes, el normal abastecimiento de la demanda sólo lo logra hoy a expensas de complicadas -y también riesgosas- maniobras operativas.”

Incluido en el mismo Informe de Inventario, en la SECCION II.A, CONCLUSIONES DE INVENTARIO (esta sección se presenta como ANEXO mencionado, de esta presentación tarifaria), y en referencia al estado y condición de los bienes bajo estudio, los auditores exponen:

“Cabe aclarar que la antigüedad de los mismos es muy marcada, y varios de ellos están próximos a cumplir su vida útil. Esta situación lleva a la empresa a un estado en el que está amenazada la confiabilidad del servicio, en particular tenemos que la vida útil remanente de aproximadamente 50% de los bienes en servicio (medidos en valor), es de menos de 10 años; período corto para una empresa transportista.”

Asimismo, cuando los consultores se expresan sobre la Racionalidad de los Bienes, en el punto II.A.3 del mencionado Informe de Inventario, agregan:

“Las instalaciones presentan condiciones de racionalidad normales en su gran mayoría según la clasificación realizada por la Consultora, conforme a los criterios de diseño de una red eficiente, su calidad y demás características técnicas, en relación con la prestación del servicio. Sin embargo, vale la misma consideración sobre la antigüedad de

los bienes ya mencionada al analizar las Condiciones Técnicas. La magnitud del impacto de la antigüedad y de la racionalidad de los bienes, se ve reflejada en el informe de Certificado de Valuación, donde se muestra un Valor Depreciado Técnico bajo respecto del Valor a Nuevo.”

Lo expuesto por la consultora, en su calidad de Auditor independiente contratado por el ENRE, da un sustento sólido a los argumentos esgrimidos por esta transportista en su justificación de las inversiones a realizar durante el próximo periodo tarifario.

4 Plan de Inversiones Propuesto

Hemos descripto en el apartado Filosofía del Plan de Inversiones, los criterios que rigen la selección de las inversiones de Distrocuyo. Esto tiene en cuenta por un lado los criterios de confiabilidad, seguridad y calidad mencionados y las posibilidades que brinda la tecnología para extender la vida útil del equipamiento. Resultado de ello podemos sintetizar en los siguientes principios asociados a la política de inversiones:

A partir de la entrada en vigencia de la nueva tarifa se realizarán las inversiones que resultan centrales en el proceso de prestación del servicio y que agilizan las tareas de O&M.

Además mostramos como antecedente las conclusiones del informe de Bienes Esenciales, que fuera realizado por un consultor independiente contratado por el ENRE cuyo análisis y conclusiones resultan contundente respecto al estado de envejecimiento de la Red de Distrocuyo, más allá de los enormes esfuerzos de conservación. Este informe aún cuando fue realizado hace 10 años aproximadamente, está totalmente vigente, ya que al considerar la insuficiencia de inversiones de estos 10 años (originados en la falta de actualización tarifaria) obviamente la situación planteada se ha agravado severamente.

Cabe destacar que el Plan de inversiones Propuesto, ha sido elaborado considerando el Régimen de Calidad de Servicio y Sanciones del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal, que conforma el Contrato de Concesión como ANEXO II-B.

En este sentido las inversiones previstas se centran en cubrir tres aspectos claramente diferentes en cuanto a su origen, el primero de ellos está íntimamente ligado a la reposición de activos por agotamiento de su vida útil y/o obsolescencia tecnológica, el segundo aspecto a cubrir (sin que este orden indique una prioridad), responde a todas las inversiones necesarias para atender a la Seguridad Pública, finalmente el tercero, se corresponde a la normalización de las Servidumbres Administrativas de Electroducto, situación heredada de la antecesora Agua y Energía.

Tal como se menciona en el apartado Filosofía del Plan de Inversiones, el Plan propuesto, muestra una mayor intensidad en el ritmo de las inversiones ("cach up"), principalmente en los primeros años de este Período, que resulta necesario para paliar las actuales deficiencias del Sistema, originadas en la falta de inversiones adecuadas, durante el extenso período de transición de mas de 15 años, según se observa en la siguiente tabla.

Plan de Inversiones		1 Año	2 Año	3 Año	4 Año	5 Año
Reposición, Extensión de Vida Útil y Otros.	E. Transformadoras	\$ 54.304.393	\$ 60.390.198	\$ 71.070.752	\$ 55.580.633	\$ 47.845.592
	Líneas A.T	\$ 18.038.316	\$ 23.024.989	\$ 15.595.924	\$ 19.325.537	\$ 18.893.223
	Telecontrol	\$ 1.375.720	\$ 2.755.480	\$ 3.571.120	\$ 2.403.040	\$ 3.630.080
	Automatismos	\$ 2.154.560	\$ 3.301.520	\$ 460.080	\$ 2.946.200	\$ 1.885.140
	Protecciones	\$ 2.715.547	\$ 2.715.547	\$ 2.715.547	\$ 2.715.547	\$ 2.715.547
	Comunicaciones	\$ 3.895.000	\$ 4.664.000	\$ 2.206.000	\$ 3.931.500	\$ 3.278.000
	Automotores	\$ 19.540.000	\$ 3.320.000	\$ 10.000.000	\$ -	\$ -
	Servicios Generales	\$ 2.926.808	\$ 1.365.930	\$ 2.473.440	\$ 258.419	\$ 147.668
	Tecnologías la información-Sistemas.	\$ 10.534.927	\$ 1.552.998	\$ 1.665.020	\$ 1.522.738	\$ 1.695.280
Total		\$ 115.485.272	\$ 103.090.662	\$ 109.757.884	\$ 88.683.614	\$ 80.090.530
Seguridad Pública.	E. Transformadoras	\$ 13.529.987	\$ 5.824.259	\$ 4.900.000	\$ 13.200.000	\$ 5.100.000
	Líneas A.T	\$ 59.947.659	\$ 57.707.792	\$ 51.012.064	\$ 37.293.722	\$ 61.816.740
Total		\$ 73.477.646	\$ 63.532.052	\$ 55.912.064	\$ 50.493.722	\$ 66.916.740
Servidumbre	Servidumbre	\$ 11.350.000	\$ 11.350.000	\$ 11.350.000	\$ 11.350.000	\$ 11.350.000
Total		\$ 11.350.000	\$ 11.350.000	\$ 11.350.000	\$ 11.350.000	\$ 11.350.000
TOTAL		\$ 200.312.918	\$ 177.972.714	\$ 177.019.948	\$ 150.527.336	\$ 158.357.271

Se advierte que anualmente está previsto invertir en el Sistema de Transporte por agotamiento de las vidas útiles y obsolescencia, en promedio el 2,3 % del valor de reposición a nuevo de los mismos y un peso relativo sobre el total del 57%.

Adicionalmente para el rubro Seguridad Pública y Medio Ambiente, se ha previsto inversiones que están vinculadas a varios aspectos: el soterramiento de parte de líneas, cuya franja de servidumbre ha sido invadida sin que exista posibilidad de liberarlas por acciones administrativas y/o legales; la instalación de estructuras intermedias en zonas donde las alturas libres respecto del suelo, están fuera de norma (situación heredada de la antecesora, originada en cambios de normativa y criterios constructivos); Cierres perimetrales de EETT y otros de menor importancia en términos de montos involucrados, todo esto con un peso relativo sobre el total del 36 %.

Por último están previstas inversiones en normalización de Servidumbres Administrativas de Electroducto con un peso relativo sobre el total del 7 %.

En el ANEXO II, Sub-Anexo II.1 y II.2 se expone la justificación para cada una de las inversiones propuestas.

V COSTOS OPERATIVOS

1 Costos Operativos

En los primeros años de gestión, DISTROCUYO cumpliendo con uno de los objetivos mas importantes de la concesión, como es la mejora en la eficiencia de prestación del servicio, realizó un importantísimo ajuste de sus costos operativos, especialmente en el rubro personal, hasta llegar a uno de los más bajos en el sector de transporte eléctrico argentino alcanzando una muy buena relación calidad/costos.

Posteriormente, con más de un periodo tarifario transcurrido, hoy nos encontramos en una situación que no sólo es injusta para la concesionaria, pues la remuneración resulta insuficiente, sino que también podría afectar al servicio en el corto plazo, en tanto la capacidad operativa no resulta adecuada a las actuales exigencias.

Dada esta situación particular (salida de una larga transición de severa afectación de costos y funcionamiento) no será posible concretar durante el próximo periodo tarifario las deseadas ganancias de eficiencia que permitirían tener un esquema de “costos decrecientes”, por el contrario, este próximo período será de readecuación del funcionamiento a condiciones de “régimen” implicando costos crecientes. Entendemos que una vez alcanzado el nivel de “funcionamiento NORMAL” corresponderá, probablemente en el Período Tarifario subsiguiente, volver a requerir las mejoras de eficiencia que se traduzcan en una serie de costos decrecientes.

Por lo expuesto, nuestra propuesta está orientada no sólo a que sean reconocidas las variaciones de costos, sino también al reconocimiento de un mayor nivel de actividad relativo a la Operación y Mantenimiento, que sea compatible con los niveles de calidad que exige el servicio prestado y especialmente a los requerimientos de niveles de calidad crecientes, expresados en la Resolución ENRE Nº 552/2016 y su modificatoria introducida mediante Resolución ENRE Nº 580/2016.

El presente análisis contempla exclusivamente los costos operativos asociados a la actividad regulada. Todo concepto de costos o ingresos asociados con actividades no reguladas, ha sido excluido del presente informe.

Por lo tanto, la composición del plantel de personal, como los demás Costos Operativos propuestos, contemplan incrementos acordes con los adecuados niveles de eficiencia pretendidos.

En particular nos centramos en el plantel de personal de la Empresa, ya que por una parte, resulta ser el de mayor peso entre los costos operativos y además es el director de la variación de los mismos.

Según todo lo manifestado, a efectos de contar con la capacidad operativa requerida, fundamentalmente para el desarrollo adecuado de los Planes de Mantenimientos, se propone un incremento del 25 %, llevando el plantel de personal de 112 a 140 personas al final del segundo año, manteniéndolo así hasta el final del período.

El aumento de la capacidad operativa, a partir del incremento del plantel de personal, ineludiblemente conlleva variación en el uso y cantidad de equipos, consumibles, servicios y demás costos asociados a la tarea cotidiana. Todo esto se explica y justifica en detalle en el ANEXO I – Sub-Anexo I.1 y I.2.

VI MECANISMO DE ACTUALIZACIÓN DE LA REMUNERACIÓN

1 Introducción

La metodología aprobada por el ENRE definió mediante Resolución N° 553/2016 una tasa de rentabilidad para la actividad de transporte real en pesos. Se asume entonces que los elementos del flujo de fondos a considerar en la determinación del ingreso requerido deben estar expresados en moneda constante de la fecha de estimación.

Cabe señalar entonces que la estimación realizada en moneda constante, tal como se presenta, resulta regulatoria y financieramente válida en la medida en que se aplique un mecanismo de actualización de la remuneración que evite la erosión inflacionaria de los ingresos de la concesión.

El ENRE toma este criterio y requiere a las Transportistas en el punto 8 MECANISMO DE ACTUALIZACIÓN DE LA REMUNERACION del ANexo a la Resolución ENRE 524 Programa para la Revisión Tarifaria Integral del Transporte de Energía Eléctrica en el año" 2016" que propongan un mecanismo para el ajuste semestral de la Remuneración.

En el Anexo VI: "Mecanismo de Actualización de la Remuneración", se propone entonces un mecanismo de indexación para la RTI que cumpla con los objetivos regulatorios de sostenibilidad, eficiencia asignativa, eficiencia productiva y equidad.

Además de los citados objetivos requeridos por la regulación, entendemos que aporta un gran valor tanto para el funcionamiento del sistema como para el control general de los usuarios que además se cumplan con los objetivos de simplicidad, aceptación pública y no controversialidad.

Para el desarrollo de la propuesta, partimos de la identificación de los objetivos y su tratamiento en el marco regulatorio sectorial de electricidad. Esta identificación nos permite desarrollar un esquema conceptual básico, a partir del cual se pueden derivar

los lineamientos que creemos se deben considerar explícitamente en el análisis de un nuevo sistema indexatorio.

En base al análisis del marco analítico, de la experiencia internacional, y de la información disponible, se procede al desarrollo de la propuesta.

2 Análisis Normativo

La indexación de las tarifas de transportistas y distribuidoras se encuentra definida en la Ley 24.065:

ARTICULO 42. Los contratos de concesión a transportistas y distribuidores incluirán un cuadro tarifario inicial que será válido por un período de cinco (5) años y se ajustará a los siguientes principios: a) Establecerá las tarifas iniciales que correspondan a cada tipo de servicio ofrecido, tales bases serán determinadas de conformidad con lo dispuesto en los artículos 40 y 41 de la presente ley. b) Las tarifas subsiguientes establecerán el precio máximo que se fije para cada clase de servicios. c) **El precio máximo será determinado por el ente de acuerdo con los indicadores de mercados que reflejen los cambios de valor de bienes y/o servicios. Dichos indicadores serán a su vez ajustados, en más o en menos, por un factor destinado a estimular la eficiencia y, al mismo tiempo, las inversiones en construcción, operación y mantenimiento de instalaciones;** d) Las tarifas estarán sujetas a ajustes que permitan reflejar cualquier cambio en los costos del concesionario, que éste no pueda controlar; e) En ningún caso los costos atribuibles al servicio prestado a un usuario o categoría de usuarios podrán ser recuperados mediante tarifas cobradas a otros usuarios.

Este mecanismo establecido en la Ley se vió reflejado en los contratos de concesión mediante una regla de ajuste semestral de tarifas en función de la evolución de los índices de precios de Estados Unidos, detallado en el El SUBANEXO II A RÉGIMEN REMUNERATORIO DEL TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ALTA TENSIÓN.

Durante el período de transición, el Acta Acuerdo estableció en su ANEXO II INDICE GENERAL DE VARIACION DE COSTOS un mecanismo de ajuste semestral basado en un polinomio de índices de precios que incluían Índice de Precios al por Mayor, Índice de Precios al Consumidor, Índice de Salarios, Promedio diario del tipo de cambio de

referencia, Precio en surtidor del Gas Oil, Índice de Costo de la Construcción Nivel General, e Índice de Variación de la Tarifa.

En el contexto de la presente RTI, el Acta Acuerdo preveía dentro de las PAUTAS DE LA REVISIÓN TARIFARIA INTEGRAL:

14.1.4. Redeterminación de la remuneración correspondiente al CONCESIONARIO: se establecerán los mecanismos no automáticos y procedimientos de redeterminación de la remuneración de el CONCESIONARIO, cuando se produzcan variaciones en los precios de la economía relativos a los costos eficientes del servicio.

A su vez, la Resolución Enre 524/2016 fija la necesidad de proponer un nuevo mecanismo de actualización:

“MECANISMO DE ACTUALIZACIÓN DE LA REMUNERACION

Las TRANSPORTISTAS deberán proponer mecanismos alternativos de ajuste semestral de la remuneración.”

En general la norma ha mantenido consistentemente un plazo de ajuste semestral. Lo que no ha sido consistente, es la justicia de este método a los efectos prácticos para mantener tanto los ingresos como en el retorno sobre el capital en los términos de la Ley de Marco de Regulatorio, habiendo perjudicado gravemente lo establecido por la ley en estos dos parámetros.

Existen varias formas metodológicas de resolver este perjuicio que se da en periodos de inflación moderada o alta. Uno es variando la Periodicidad, en tanto se pueden tomar periodos menores para hacer el ajuste nominal. Esto es lo que ha sido propuesto por las Distribuidoras de jurisdicción nacional. En el caso que el ENRE finalmente adopte este criterio, estaría de alguna manera, resolviendo el problema planteado en el párrafo anterior.

Otra forma, es la que considera la inflación estimada en vez de la inflación observada. En principio, este método es de difícil aplicación y generaría otros aspectos a resolver como la compensación interperiodos.

Por lo dicho, nuestra propuesta, además de respetar los principios de la ley, se basa en los principios de simpleza y transparencia. Es por eso que su estructura tiene solo tres

términos conceptuales, de los cuales uno, resuelve de manera justa y completa el perjuicio producido por la aplicación semestral del mecanismo.

3 Mecanismo de Actualización

Se propone adoptar un mecanismo de indexación semestral basado en el índice de precios al consumidor y el índice de precios industrial mayorista e incluir un factor de ajuste a fin de asegurar la sostenibilidad económica de la concesión. La fórmula que expresa dicho mecanismo se muestra en detalles en el Anexo VI “Mecanismo de Actualización de la Remuneración”.

Adicionalmente, solicitamos hacer extensivo a todo el nuevo Periodo Tarifario lo previsto en la Cláusula Décimo Primera del Acta Acuerdo, referida a *“SUPUESTO DE MODIFICACIONES DURANTE EL PERÍODO DE TRANSICIÓN CONTRACTUAL”*, incluyendo su contenido en el mecanismo propuesto.

Dicho mecanismo prevé supuesto de producirse, modificaciones de carácter normativo o regulatorio de distinta naturaleza o materia que afectaren al Servicio Público de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal o que tuvieran impacto sobre el costo de dicho servicio, y establece que el ENRE, ante tal circunstancia, a pedido del CONCESIONARIO, iniciará un proceso orientado a evaluar la afectación producida y su incidencia en los costos del servicio, cuyo resultado podrá determinar la readecuación de su remuneración.

VII ACTIVIDADES NO REGULADAS

1 Marco teórico

La separación de actividades reguladas y no reguladas es un elemento a considerar en el proceso de revisión tarifaria. En cuanto a la determinación del ingreso tarifario, es un tópico que impacta tanto en la proyección de costos como en la definición de la base de capital, siendo ambos aspectos igualmente relevantes. Adicionalmente, la separación de actividades tiene implicancias sobre otros aspectos igualmente importantes, como la correcta asignación de recursos, definición de incentivos a la eficiencia, tasa de rentabilidad y el cumplimiento de normas vigentes. Es, en definitiva, un aspecto

41/56

fundamental a efectos de determinar una tarifa justa y razonable tanto para el consumidor, cuyos intereses son velados por el ente a cargo del presente proceso, como para el agente a cargo de la prestación de servicio, quien ha invertido su capital para la prestación del mismo.

Considerando la multiplicidad de dimensiones involucradas, se observa claramente la importancia de analizar de manera correcta la división de activos y resultados de actividades distintas. A continuación se describen los distintos aspectos mencionados, exceptuando el de cumplimiento legal y regulatorio que se desarrolla en el próximo apartado.

En relación al ámbito económico, y reiterando lo mencionado en el Apartado III del presente informe, existe un marcado consenso entre la normativa y la experiencia regulatoria internacional, de que la separación de actividades debe realizarse teniendo en cuenta una asignación contable de activos, ingresos y costos de cada una. De esta manera se preserva la eficiencia asignativa, generando incentivos para que las empresas desarrollen actividades reguladas que permitan un uso más eficiente de los activos de la empresa y, al mismo, logrando un criterio de justicia para que las actividades no reguladas tengan su correspondiente estímulo. En el caso de Distrocuyo, esta diferenciación se observa claramente de acuerdo a la caracterización de su actividad no regulada, encuadrada en la industria de Ingeniería & Construcción.

Dado que Distrocuyo desarrolla una actividad no regulada que no utiliza activos en común con la actividad regulada, no existe un argumento económico ni regulatorio para que las utilidades de la primera se vuelquen en beneficio de la segunda. Podría validarse lo contrario solamente en aquellos casos donde ambas actividades utilicen la misma base de activos o cuando en común impliquen economías de alcance.

Por otra parte, el hecho de que la actividad regulada, como prestación de un servicio público, implica riesgos, funciones y nivel de activos sumamente distintos a los de la actividad de Ingeniería & Construcción, conlleva una aplicación diferencial de tasas de rentabilidad. En condiciones normales de mercado, la tasa a aplicar sobre la Base de

Capital Regulada sería menor a la que cabría considerar para actividades en competencia, por estar éstas últimas expuestas a mayor riesgo. En caso de incorporar al resultado regulado aquellos relacionados con actividades no reguladas se agregaría mayor incertidumbre al flujo de fondos a considerar. En este sentido, el marco regulatorio establece que para definir una tasa de retorno justa y razonable, se tomen en cuenta actividades de similar riesgo, por lo que si se quiere capturar ese riesgo adicional a través de la tasa, ésta debería ser superior, repercutiendo en mayores tarifas.

De acuerdo a todo lo expuesto, queda claramente manifiesta la necesidad de realizar una correcta separación entre actividades reguladas y no reguladas. Este principio es reconocido por la legislación vigente y el ENRE, particularmente en el hecho de contar con el método de Contabilidad Regulatoria de Separación de Actividades. El mismo define rotundamente la frontera entre activos de una actividad y otra, y por lo tanto, en la práctica implica que Distrocuyo ha realizado esta separación de manera categórica y clara tanto de sus bienes como de sus resultados.

2 Antecedentes Legales y Regulatorios

En cuanto al cumplimiento legal y regulatorio, la correcta separación de actividades es un precepto regulatorio que emana de la ley N° 24.065. Para respetar lo establecido en su artículo 41, es primordial distinguir las actividades reguladas y no reguladas que realiza la empresa, de manera de utilizar una base adecuada sobre la que debería aplicarse una tasa de rentabilidad justa y razonable, como así también los criterios de eficiencia y eficacia operativa de la empresa.

Adicionalmente, y en línea con lo anterior, el principio mencionado fue ratificado por el regulador en las negociaciones llevadas a cabo al final del primer periodo tarifario y reafirmado en las Actas Acuerdo suscriptas con las Transportistas por el Poder Ejecutivo Nacional a través de la UNIREN.

En cuanto a la metodología a aplicar, la Resolución ENRE 0176/2013, siguiendo la cláusula decimoquinta del Acta Acuerdo, estableció un “Sistema de Contabilidad

Regulatoria” de aplicación a las transportistas, tal como se mencionó previamente. Los criterios definidos en dicho sistema implican informar de manera desagregada lo referido a activos y costos de operación y mantenimiento en actividades reguladas y no reguladas. A este efecto en el ADJUNTO A del SISTEMA DE CONTABILIDAD REGULATORIA PARA LAS EMPRESAS TRANSPORTISTAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA se fijan los siguientes criterios para la asignación de costos entre actividades:

“La asignación a actividades no reguladas debe ser en función de parámetros razonablemente objetivos: costos de mantenimiento de activos físicos de uso múltiple (dedicados a los dos tipos de actividades), en la medida en que éstos fueron utilizados en la prestación de servicios y realización de actividades no reguladas: según hojas de costos, resúmenes de utilización de equipos u otros elementos de juicio; en el caso de retribuciones por servicios personales (mano de obra y sus cargas sociales) existen resúmenes de tiempo que permiten establecer –aunque sea de manera estimativa y aproximada – la porción dedicada por personal de mantenimiento de líneas, de laboratorio u otra área productiva, a actividades no reguladas.”

En el caso particular de Distrocuyo, de acuerdo a Anexos de la Resolución ENRE N° 678/2008, la actividad no regulada se encuadra dentro de la categoría IX del sistema de contabilidad regulatoria:

Clasificación de Actividades No Reguladas de las Transportistas por Tipo

IX – No Regulada con remuneración libre	Servicios a terceros	Acuerdo libre de Partes	Asistencia técnica, consultoría, OyM en alta tensión para terceros, elaboración de pliegos y otros servicios.	Libre
---	----------------------	-------------------------	---	-------

Es decir, la clasificación del sistema de contabilidad regulatoria se condice perfectamente con la realidad, al encuadrar la actividad no regulada de Distrocuyo completamente independiente de la actividad regulada, implicando que resultados y activos se han informado siempre de forma claramente separada.

3 Contexto de Distrocuyo

La necesidad de separación de actividades y el conjunto de antecedentes normativos, aludidos previamente, en la práctica tienen implicancias altamente significativas para la realidad financiera y económica de Distrocuyo, que merecen ser analizadas.

En la Resolución ENRE 462/2001, el Regulador estimó una Base de Capital No Regulada (BCNR) de \$12,9 millones aplicando una prima de 32,4% sobre el Capital Total al inicio de la concesión. Claramente, y siguiendo lo expuesto en la misma resolución, esta prima corresponde al pago del valor llave relacionado con la posibilidad de realizar actividades económicas no reguladas y no en relación específica a activos. De hecho, y en línea con lo anterior, la compañía ha realizado inversiones en activos específicos necesarios para el desarrollo de su actividad no regulada. Los mismos son cualitativamente diferentes a los de la actividad regulada y han sido informados de manera separada, en el marco del sistema de contabilidad regulatorio expuesto.

En este sentido, Distrocuyo ha procedido a evaluar la prima e inversiones en relación con los niveles de actividad y uso del capital que se han dado hasta la fecha. A efectos de la misma, las conclusiones se pueden analizar sobre la base de dos indicadores: rentabilidad sobre capital invertido y rotación de activos. Los resultados muestran que Distrocuyo ha obtenido, en el período 2000-2015, una rentabilidad promedio sobre el capital de 7,2% y una relación activos ingresos de 115%. Ambos indicadores se encuentran por debajo de sus referencias respectivas: WACC de la actividad de Ingeniería & Construcción, de 10,15%, rotación de activos de 171% observado en compañías comparables.

4 Conclusiones

Considerando todo lo expuesto, las conclusiones pueden dividirse en dos:

En primer lugar, la prima aplicada implica que, luego de 15 años de la definición del ENRE, el nivel de capital de la actividad no regulada es excesivo, implicando tasas de rentabilidad insuficientes para su remuneración requerida. De manera análoga, debería expandirse mucho más la actividad no regulada para poder remunerar adecuadamente

el nivel de capital aplicado a su desarrollo, conformado tanto por la prima como por las inversiones específicas que necesariamente debieron realizarse. Es decir, se demuestra que la prima determinada en su momento por el ENRE carece, aún hoy, de fundamentación en cuanto a su porcentaje y, a su vez, prueba que cualquier aplicación de una prima adicional sería completamente inadecuada.

Por otra parte, en cuanto a la separación de activos y consecuentemente de ingresos, ha sido claramente establecido: 1) que la actividad no regulada de Distrocuyo implica la utilización de activos cualitativamente diferentes a los de la actividad regulada y, por lo tanto, no existe utilización común; 2) que tanto activos como resultados de ambas actividades han sido informados de manera claramente separada; 3) que los preceptos detallados en el marco teórico de este apartado y lo mencionado en el apartado III del presente informe determinan que solamente se justifica la compensación de resultados cuando comparten la misma base de activos, lo cual ha quedado demostrado que no es el caso de Distrocuyo.

VIII TASA DE RENTABILIDAD

1 Antecedentes Legales y Regulatorios

El cálculo de una tasa de rentabilidad sobre el capital invertido como parte del presente proceso de revisión tarifaria integral, se encuentra amparado tanto en la Ley del Marco Regulatorio de la Electricidad como en el Acta Acuerdo.

Al respecto, la Ley N° 24.065 establece lo siguiente en sus artículos 40 y 41:

Artículo 40: “Los servicios suministrados por los transportistas y distribuidores serán ofrecidos a tarifas justas y razonables, las que se ajustarán a los siguientes principios: Proveerán a los transportistas y distribuidores que operen en forma económica y prudente, la oportunidad de obtener ingresos suficientes para satisfacer los costos operativos razonables aplicables al servicio, impuestos, amortizaciones y una tasa de retorno determinada conforme lo dispuesto en el art. 41 de esta Ley; ...”

Artículo 41: “Las tarifas que apliquen los transportistas y distribuidores deberán posibilitar una razonable tasa de rentabilidad a aquellas empresas que operen con eficiencia. Asimismo, la tasa deberá:

a) Guardar relación con el grado de eficiencia y eficacia de la empresa;

b) Ser similar como promedio de la industria, a la de otras actividades de riesgo similar o comparable nacional o internacionalmente.”

Es decir, define al retorno sobre el capital como un concepto que debe contemplarse al determinar la tarifa y que el mismo debe responder a una tasa adecuada en términos de eficiencia y comparabilidad en cuanto al riesgo asumido por la actividad.

Si bien el Acta Acuerdo, en su artículo 14.1.8, define que el criterio para la determinación de la tasa de rentabilidad debe ser “...conforme lo establece el artículo 41 de la Ley 24.065”, en su Informe de Justificación figuran las siguientes consideraciones al respecto:

“Este criterio de la ley incide sobre dos aspectos fundamentales de la relación económica entre concedente y concesionario. En primer lugar, lleva implícito el vínculo entre tarifas y costos de producción, ya que el principio aceptado de cobertura del costo económico de eficiencia incluye la rentabilidad razonable del capital, clave de la viabilidad a futuro. Por otra parte, excluye posiciones que parecen poner en duda la legitimidad de una ganancia razonable, en particular en las industrias de servicios públicos”.

De acuerdo a lo expuesto, la tasa de rentabilidad, como factor necesario para definir el retorno adecuado sobre el capital invertido, es fundamental en el proceso de determinación del ingreso tarifario. Además de determinar la remuneración de inversiones realizadas y existentes al momento, es una señal se suma importancia para las inversiones futuras que se requieren en el sistema nacional de transporte.

Respecto al proceso de determinación de la tasa, cabe mencionar que en la revisión actual el ENRE modificó lo acontecido en las oportunidades previas. El cómputo de la tasa debería ser parte de la presentación completa que cada transportista realiza como fundamentación de su requerimiento tarifario. En la revisión actual, por medio de las

47/56

Res. ENRE 524/2016 y 533/2016, el mismo Ente fue el que determinó una “*tasa de rentabilidad en términos reales y después de impuestos*” a utilizar en el cálculo de la remuneración.

2 Análisis de las implicancias de los supuestos tomados por el ENRE para el Cálculo de la Tasa de Rentabilidad.

2.1 La estructura de capital

La estructura de capital (D/V y $E/V=(1-D/V)$) indica en qué proporción la empresa está financiada con capital de terceros y capital propio. La principal diferencia entre estas fuentes es que los acreedores poseen derechos prioritarios sobre los ingresos de la empresa, mientras que el capital propio sólo tiene derechos residuales. Esto significa que los accionistas reciben como retribución lo que queda después de que se cubren todos los costos incluyendo intereses y amortización de la deuda. El capital propio es, por lo tanto, una inversión más riesgosa y, como consecuencia, debe ser remunerado con una tasa superior a la del costo de endeudamiento.

Para el caso bajo estudio, el ENRE ha estimado la estructura de capital considerando un promedio ponderado del endeudamiento de empresas latinoamericanas, obteniendo un valor de 46,59%. El ENRE argumenta además que:

“Que a pesar de las limitaciones de acceso a crédito que pudieran existir, regulatoriamente se debe considerar la estructura que la empresa podría alcanzar en condiciones normales. Por esta razón, es técnicamente apropiado y usual aplicar la tasa de endeudamiento promedio de la industria.

Que es por ello y a los efectos de reflejar con mayor precisión la estructura de capital promedio que deberían alcanzar las empresas de transporte de electricidad en la Argentina, ésta se calculó considerando no sólo la estructura de endeudamiento de estas empresas, sino que también se tuvo en cuenta la correspondiente a empresas de transporte de electricidad de otros países de América Latina.”²

² Ver Considerandos de la Resolución N° ENRE 553/2016.

Al respecto creemos que los argumentos del ENRE son correctos dadas las perspectivas económicas del país. En efecto, las medidas de control del déficit público e inflación, la apertura a los mercados de créditos internacionales junto con la renegociación de los contratos que finalmente se está llevando a cabo favorecen el argumento del acceso al crédito de una empresa regulada en el mediano plazo.

Sin embargo, cabe mencionar que en el corto plazo todavía existen costos relativamente altos asociados a la emisión de deuda en los mercados financieros y limitaciones para la obtención financiamiento bancario de largo plazo y, por lo tanto, la imposición de un ratio de endeudamiento de “condiciones normales” puede todavía ser considerado un escenario optimista.

2.2 El costo de capital propio

Existen varias aproximaciones teóricas al problema de la estimación del costo del capital propio: el Capital Asset Pricing Model (CAPM), el Dividend Growth Model (DGM) y el Arbitrage Pricing Model (APM). El CAPM es utilizado extensivamente para estimar el costo del capital tanto de empresas reguladas como no reguladas, y es, por lejos, el modelo dominante.

Formalmente el modelo aplicado a economías emergentes puede resumirse en la siguiente ecuación:

$$R_e = r_f + \beta (r_m - r_f) + r_p$$

donde r_f es la tasa libre de riesgo, β es el coeficiente de riesgo específico, r_m es el retorno de una cartera diversificada de acciones. A la diferencia $(r_m - r_f)$ se la denomina prima de riesgo promedio del mercado, mientras que el término $\beta (r_m - r_f)$ es el riesgo de la industria y r_p es la prima por riesgo país.

La intuición detrás del CAPM es la siguiente: el retorno asociado a la tenencia de un activo proviene del riesgo del retorno del activo. Los cambios en el retorno de un activo pueden ser separados en dos tipos, los relacionados con los movimientos del mercado en su conjunto (riesgo sistémico) y aquéllos que no lo están (riesgo específico). Un inversor no requiere ninguna recompensa por asumir riesgo específico ya que él mismo

puede protegerse de dicho riesgo mediante una adecuada diversificación de su portafolio. Por lo tanto, es la contribución del activo a la variabilidad del portafolio del mercado (representado por el parámetro beta) lo que determina la tasa de retorno que el activo debe pagar.

La prima por riesgo país es una modificación ad-hoc que considera el riesgo propio del país (políticos, regulatorios, etc) como no diversificable: así un inversor que enfrenta la decisión de invertir en un mercado emergente, ceteris paribus, requerirá una compensación por el mayor riesgo asumido. Esta prima es incluida en la mayoría de las valuaciones financieras y ha sido considerada en casi todas las revisiones tarifarias de Latinoamérica y ha sido el criterio seguido por el ENRE.

2.3 La estimación del Costo de endeudamiento

El costo de endeudamiento hace referencia al costo que enfrenta la empresa por obtener financiamiento de terceros, es decir, el rendimiento requerido por los acreedores. En aquellos países donde existe un mercado de valores desarrollado, es práctica usual estimar el costo de la deuda a partir de los rendimientos de los bonos corporativos. Existe una discusión tanto a nivel práctico como teórico acerca de la consideración de valores marginales (el costo que enfrenta hoy la empresa) o valores medios, y los incentivos derivados de una u otra opción.

En los países emergentes se enfrenta un problema adicional a la hora de calcular el costo de endeudamiento: los mercados de capitales en estos países no están lo suficientemente desarrollados y por lo tanto no es común encontrar bonos corporativos de empresas de servicios públicos. En efecto sólo las empresas con mejor calidad crediticia tienen acceso a este tipo de mercados.

3 Conclusión

Considerando todo lo anterior, el ENRE tomó una tasa de Costo de Capital Propio de 13,60% y una Tasa de Deuda de 9,28%. Lo cual, al construir la Tasa con la Estructura de Capital propuesta arroja un WACC Nominal de 10,07 y expresado en términos reales de 7,7%.

No obstante lo informado en la resolución, y teniendo en cuenta los criterios mencionados precedentemente, Distrocuyo procedió a realizar el cálculo de la tasa de rentabilidad a utilizar en la determinación del ingreso tarifario. Los resultados obtenidos por la compañía se encuentran en el rango entre 7,7% y 8,79%. Esta diferencia se explica principalmente por la mezcla Deuda/Equity que tomó el ENRE, la cual nos parece demasiado optimista sobre todo para los años iniciales al periodo. De todas maneras, y como la tasa informada por el ENRE en el límite inferior del rango posible, Distrocuyo considera que dado el extenso período de tiempo transcurrido desde la última revisión tarifaria completa, existe una cantidad significativa de variables y factores a analizar y definir que son relativamente más importantes y determinantes sobre la sustentabilidad de largo plazo de la concesión, que las divergencias entre el ENRE y la compañía respecto a la tasa de rentabilidad. Por este motivo, Distrocuyo ha utilizado la tasa real de 7,7% para la definición del nuevo cuadro tarifario requerido a efectos de la presente revisión tarifaria integral.

IX REQUERIMIENTOS DE INGRESOS DEL PERIODO 2017 - 2021

En función de todo lo expuesto a lo largo de la presente, DISTROCUYO confeccionó el cierre financiero para determinar el REQUERIMIENTO DE INGRESOS PARA EL PERIODO 2017-2021.

1 Marco legal y Regulatorio

El Ingreso Regulatorio requerido considera los principios metodológicos establecidos en ley N° 24.065 (Marco Regulatorio Eléctrico) y la Resolución ENRE N° 524/2016.

En términos generales la normativa dispone que las tarifas deberán proveer a los transportistas que operen en forma económica y prudente, la oportunidad de obtener ingresos suficientes para satisfacer los costos operativos razonables aplicables al servicio, impuestos, amortizaciones y una tasa de retorno que debe guardar relación con el grado de eficiencia y eficacia operativa de la empresa y que deberá ser similar, como promedio de la industria, a la de las otras actividades de riesgo, similar o comparable nacional o internacionalmente.

Según lo establecido en el ANEXO A LA RESOLUCION ENRE N° 524/2016 - Programa para la Revisión Tarifaria Integral del Transporte de Energía Eléctrica en el año 2016 el cálculo del requerimiento de ingresos a ser presentado debe responder a la siguiente formula:

El artículo 7 del Anexo establece:

7. CÁLCULO DE LOS REQUERIMIENTOS DE INGRESOS

Las TRANSPORTISTAS determinarán el requerimiento de ingresos utilizando el método de flujos de fondos descontado de forma de cumplir con la condición de equilibrio, cuya expresión matemática es la siguiente:

$$0 = -K_i + \sum ((IR_j - CO_j - I_j - T_j) / (1+r)^j) + (K_f / (1+r)^N)$$

para j variando de 1 a N

siendo:

K_i: Capital inicial¹

IR: Ingresos requeridos

CO: Costos operativos (costos de operación y mantenimiento y administración)

I: Inversiones

T: Impuestos

K_f: Capital remanente en el período N = (IRN - CON - IN - TN) / r

r: Tasa de Rentabilidad

N: duración período análisis

En términos económicos, el método propuesto por el ENRE es consistente con la aplicación práctica del enfoque establecido en la ley 24.065 de Marco Regulatorio Eléctrico en su Artículo 40.

2 Resultados de la Determinación del Requerimiento de Ingresos Regulatorios

A partir de la definición de todos los elementos que componen la fórmula definida por el ENRE, y aplicando el cálculo de esta, se determina el Ingreso Anual Regulado. En el

ANEXO V "REQUERIMIENTO DE INGRESOS PARA EL PERIODO 2017-2021" se presenta un detalle del calculo y de los componentes del mismo, con una explicación conceptual y la aplicación practica de la metodología expuesta.

En función de las proyecciones de gastos de operación y mantenimiento, impuestos, inversiones y retorno del capital para el próximo quinquenio se obtiene un un ingreso anual de 520.626.463 millones de pesos por año correspondiente a los años 2017-2021.

Todos los componentes del mencionado cierre financiero se encuentran expresados en términos reales. De tal forma, resulta necesario mantener durante el transcurso del próximo periodo tarifario el valor del Cuadro Tarifario a través del método propuesto en el punto V "Mecanismo de Actualización de la Remuneración".

X COSTO DEL SERVICIO DE TRANSPORTE PARA LOS USUARIOS

El costo de transporte correspondiente a DISTROCUIYO reconocido en el Cuadro Tarifario vigente, aplicable a usuario final en la Provincia de Mendoza, en promedio representa un 0,18%, valor casi imperceptible, aún teniendo en cuenta que los otros costos de abastecimiento (Energía y Potencia), todavía no están reflejados en tarifas en toda su real magnitud. En la siguiente tabla, se muestra el impacto medio para cada una de la categorías tarifarias en la provincia de Mendoza.

Impacto de los Cargo de Transporte de DISTROCUIYO en Tarifa de Usuario final en Mendoza	
Tarifa	Participación de Costo de Transporte DISTROCUIYO en Tarifa Media
Residencial (T1 R1)	0,44%
Residencial (T1 R2)	0,29%
Residencial (T1 R3) hasta 1000 kwh bim	0,26%
Residencial (T1 R3) hasta 1400 kwh bim	0,21%
Residencial (T1 R3) hasta 2800 kWh bim	0,17%
Residencial (T1 R3) mayor a 2800 kWh bim	0,16%
General (T1 G) menor a 4000 kWh bim	0,15%
General (T1 G) mayor o igual a 4000 kWh bim	0,15%

Alumbrado Público (T1 AP)	0,21%
T2 Especial	0,18%
T2 R BT hasta 300 kW	0,17%
T2 B MT/BT hasta 300 kW	0,17%
T2 R MT hasta 300 kW	0,18%
T2 B AT/MT hasta 300 kW	0,18%
T2 R BT >= 300 kW	0,13%
T2 B MT/BT >= 300 kW	0,13%
T2 R MT >= 300 kW	0,11%
T2 B AT/MT >= 300 kW	0,10%
T2 R AT >= 300 kW	0,06%
Impacto Promedio	0,18%

Fuente: EPRE Mendoza.

XI PETITORIO.

En función de todo lo expuesto precedentemente, solicitamos al ENRE:

1. Que tenga por presentada en tiempo y forma.
2. Que una vez transcurrido el presente proceso de Revisión Tarifaria Integral determine la remuneración a percibir por DISTROCUYO para el próximo periodo tarifario conforme la información aquí incluida, y en particular, conforme lo manifestado en los puntos IX del presente.
3. Que se tome como referencia para Mecanismo de Actualización de la Remuneración, presentado en el punto VI entendiendo que esta propuesta representa razonablemente la estructura de costos de la Compañía frente a variaciones en los precios de la economía relativos a los costos eficientes del servicio, a efectos de mantener la sustentabilidad económico – financiera de la CONCESIÓN.

Sin otro particular, aprovechamos la ocasión para saludar a Ud. muy atentamente.

XII LISTADO DE ANEXOS

Anexo I: Costos Operativos.

Sub-Anexo I. 1: Justificación Costos Operativos.

Sub-Anexo I. 2: Costos Operativos Proyectados (F-400; F-401; F-600).

Anexo II: Inversiones

Sub-Anexo II.1: Justificación de las Inversiones Propuestas.

Sub-Anexo II.2: Plan de inversiones 2017-2021 detallado (Resumen y Soporte Digital), según Apéndice III

Sub-Anexo II.3: Justificación de Inversiones Realizadas

Sub-Anexo II.4: Plan de Gestión Ambiental

Sub-Anexo II.5: Estado Financiero Individual de Bienes de Uso 2016

Anexo III: Informe de Auditoría Bienes Esenciales.

Anexo IV: Estimación Base de Capital.

Sub-Anexo IV.1: DETERMINACION DE LA BASE DE CAPITAL DE LA EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL DE CUYO SOCIEDAD ANÓNIMA.

Sub-Anexo IV.2: Dictamen Legal – Beccar Varela

Anexo V: Requerimiento de Ingresos para el Periodo 2017-2021.

Anexo VI: Mecanismo de Actualización de la Remuneración.