

DOCUMENTO DE TRABAJO N°157

Octubre de 2016

Un haz de luz sobre la Revisión Tarifaria Integral en Distribución Eléctrica en el AMBA

DIEGO BONDOREVSKY

Índice

| | |
|--|-----------|
| Resumen ejecutivo | 3 |
| Agradecimientos | 4 |
| Introducción | 5 |
| II. La revisión Tarifaria integral | 7 |
| Falta de Información sobre el proceso de revisión..... | 7 |
| La consistencia regulatoria para definir la base de capital | 9 |
| La definición del costo de capital sin informe técnico respaldatorio | 10 |
| III. La propuesta tarifaria de EDENOR y EDESUR | 12 |
| Timing de Entrega de Información | 12 |
| Propuesta de Base de Capital | 12 |
| Propuesta de Tasa de Retorno | 13 |
| Conclusiones | 15 |
| Referencias | 17 |
| Acerca del autor | 18 |

Resumen ejecutivo

El presente trabajo analiza el proyecto de Revisión Tarifaria Integral (RTI) que está llevando a cabo el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) para las dos distribuidoras de la zona del Área Metropolitana de Buenos Aires (AMBA) bajo su órbita, EDENOR y EDESUR, que debe concluir con una nueva tarifa para fines de diciembre de 2016. El trabajo se detiene sobre dos variables claves a este proceso como son la determinación de la base de activos regulada, y la tasa de retorno aplicada por el regulador (WACC).

Esta es la primer RTI que tiene el servicio de distribución eléctrica nacional en su historia y se da luego de un período de aproximadamente quince años de cuasi-congelamiento tarifario, y en un momento en el cual variables macroeconómicas claves para este proceso de revisión, como las tasas de inflación y de interés están lejos de sus valores de equilibrio. En este contexto, es importante que el regulador lleve un cronograma claro de información y apertura de las decisiones que vaya tomando, para que las mismas sean debatidas y explicadas con su debido tiempo a todos los interesados. Se observa que en algunos casos, esto no ha ocurrido en esta RTI.

El ENRE no ha brindado documentación que permita justificar, en base a lo estipulado por la Ley 24.965, el cálculo de la tasa de rentabilidad. El regulador debería explicar la elección final de cada una de las variables que componen los costos de capital y de la deuda, como también la ponderación elegida entre los mismos. También sería conveniente que realice estudios de sensibilidad sobre el WACC y ver cómo los diferentes escenarios impactan en las tarifas que pagan los consumidores.

Las propuestas de las empresas, recientemente publicadas, presentan visiones “filosóficamente” contrapuestas en relación al tratamiento de la base de capital y a la tasa de descuento. En el primer caso apelan a un argumento prospectivo, justificando el uso de la metodología de Valor Nominal de Reemplazo (VNR). En el caso del cálculo del WACC, por el contrario, utilizan información histórica que está contaminada por las crisis del sector y del desempeño reciente de la economía Argentina. Estimar los flujos futuros en base a los gastos de capital de una empresa eficiente y competitiva, y descontarlos por una tasa influenciada por las condiciones de un sector intervenido, van, sin embargo, en una misma dirección que es la de requerir mayor tarifa a ser pagada por los consumidores.

En este período de transición hacia un costo de capital más bajo y en un contexto de alta inflación pero con metas decrecientes para los años subsiguientes, el regulador no debería descartar un período menor al de 5 años hasta la siguiente RTI a la espera de realizar en un futuro no tan lejano una nueva revisión en un contexto de mayor estabilidad macroeconómica. En esos años, considerando el impacto en los consumidores, el regulador puede establecer un período de convergencia hacia metodologías de estimación de la base de capital basadas en un retorno a los activos físicos como el VNR.

Finalmente, el ENRE debería dejar de ser un órgano especializado en una regulación exclusivamente basada en la “oferta” para considerar a la demanda y al consumidor en el centro de sus decisiones. En un contexto de tarifas más altas de la energía, los consumidores deben ser educados y ayudados para que tomen las mejores decisiones para hacer más eficiente sus consumos energéticos.

Agradecimientos

El autor agradece muy especialmente a Alejandro Lombardi, Andrés Di Pelino, Ezequiel Eliano, Magalí Brosio, Violeta Guitart y a Felipe Montaña por sus aportes a la redacción del presente Documento de Trabajo.

Introducción

Las inversiones en infraestructura son esenciales para el crecimiento y desarrollo de un país. En particular en el sector de distribución eléctrica, estas inversiones suelen ser muy costosas, como también lo son su mantenimiento y operación, y el plazo de recuperación de la inversión es muy largo en el tiempo. La crisis de 2001 y la posterior política de cuasi-congelamiento tarifario, han tenido consecuencias de primera magnitud en el sector, modificando las reglas del juego y afectando la inversión en el sector. Esta situación se agravó considerablemente a partir del año 2005 con las subas de los precios del petróleo, sus derivados y otras *commodities* (cobre, mineral de hierro, etc) que son insumos esenciales de los gastos de capital del sector¹.

En este contexto, durante los años 2002 y 2015 la inversión en infraestructura se desarrolló fundamentalmente por fuera del sistema tarifario, motorizada por el sector público mediante la aplicación de cargos específicos y la movilización de recursos fiscales, casi sin apelar al endeudamiento. Sin embargo, mientras los subsidios sostenían operativamente al sistema, la infraestructura se fue depreciando con el paso del tiempo².

Los recientes aumentos transitorios de tarifas han permitido ponderar nuevamente la relevancia de la inversión en infraestructura y poner el tema tarifario en la agenda pública. En un monopolio natural regulado, como el de distribución eléctrica bajo la Ley 24.065,³ la regulación por precios máximos busca simular el comportamiento de una empresa en un mercado competitivo. La tarifa resultante de este proceso, a su vez, debe garantizar el desarrollo de la inversión y la sustentabilidad de la misma en el tiempo.

Este trabajo analiza el proyecto de Revisión Tarifaria Integral (RTI) que está llevando a cabo el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) para las dos distribuidoras de la zona del Área Metropolitana de Buenos Aires bajo su órbita, EDENOR y EDESUR, que debe concluir con una nueva tarifa para fines de diciembre de 2016. El trabajo intenta aportar una mirada crítica por

¹ Nótese que si bien las tarifas estuvieron congeladas desde principios de 2002, no fue hasta 2005 cuando los subsidios empiezan a tomar relevancia. Se estima que de 2005 a 2015 se destinaron U\$S130.500 millones en subsidios, de los cuales el Estado destinó U\$S 85.000 millones al sector energético (ver KPMG 2016, pag.3). De 2002 a 2005, con precios del crudo más estables y con un stock de capital acumulado de la década anterior suficiente para abastecer los picos de demanda, el impacto de las tarifas congeladas repercutió fundamentalmente hacia adentro de las finanzas de las empresas, ocasionando una importante transformación en la estructura de capital de las mismas al incumplir el pago de los servicios de la deuda. A su vez, muchos de los accionistas extranjeros iniciaron reclamos en tribunales internacionales y vendieron sus tenencias a inversores locales.

² Como lo definió Castro et al. (2015), pag.5, en forma resumida: Los cortes al servicio eléctrico aumentaron dos veces y media desde 2003, el desbalance energético alcanzó un récord histórico de más de US\$ 6.000 millones, en generación eléctrica la relación entre la capacidad instalada y la demanda cayó un 40%, y los subsidios al transporte y la energía ascienden a alrededor del 5% del producto.

³ En el año 1992 bajo el marco legal brindado por la ley nacional 24.065 la industria eléctrica de la República Argentina experimentó un profundo proceso de reforma estructural y de privatización de sus principales empresas. El monopolio estatal eléctrico fue desmembrado y sus empresas divididas en tres segmentos diferenciados: generación, transmisión y distribución. La reestructuración de las empresas de cada uno de estos segmentos de la industria se ha caracterizado por distintos procesos de desintegración horizontal y de traspaso al sector privado. El segmento de distribución en Argentina cumple los servicios de distribución de electricidad y comercialización de la misma. Si bien este último servicio es potencialmente competitivo, el servicio de distribución se considera, al igual que el de transmisión, un mercado naturalmente monopólico. La ley provee el marco normativo para la regulación ejercida por el ENRE.

un lado, y propositiva por el otro acerca de cómo se puede mejorar este proceso de revisión tarifaria y el sistema regulatorio en la práctica, en un contexto en el cual las empresas han tenido en los últimos años un flujo de caja limitado que les ha impedido hacer las inversiones necesarias para mantener un servicio de calidad y confiabilidad. Es clave en este contexto detenerse en variables de primer orden como son la determinación de la base de activos regulada, y la tasa de retorno aplicada por el regulador. Las definiciones de estos temas son muy sensibles a todo proceso de revisión tarifaria y a la sustentabilidad del sector, ya que están en juego en su decisión transferencias millonarias de los consumidores a las empresas, que deberían ser claramente explicadas.

II. La revisión tarifaria integral

A partir de la asunción del nuevo gobierno, una serie de normativas redefinieron la situación del sector eléctrico. En primer lugar, por medio del Decreto 134/2015 de diciembre de 2015 se estableció la emergencia del sector por dos años, dándole facultades al Ministerio de Energía y Minería para que adecue la calidad, la prestación y las condiciones económicas de los distintos segmentos de la industria.

En lo que respecta al servicio de distribución, que es el foco de este trabajo, el gobierno dispuso en febrero de 2016 un aumento tarifario en el costo de distribución del servicio eléctrico en el área metropolitana para las empresas EDENOR y EDESUR⁴. La Resolución ENRE 1/2016, define a este aumento como transitorio y a cuenta de la Revisión Tarifaria Integral (RTI)⁵. Actualmente el ENRE está llevando el cronograma para la definición de esta Revisión con fecha final el 31 de diciembre de 2016⁶.

Es relevante detener el análisis en la RTI ya que la misma tendrá efectos por cinco años y es, dado el momento de transición en el que se encuentra el sector, un acontecimiento clave para redefinir el perfil del mismo⁷. Su carácter transicional está dado por el hecho de que si bien la Ley Marco 24.065 de 1992 siempre estuvo vigente, en la práctica no hubo ningún aumento tarifario hasta el año 2015⁸, salvo para el sector no residencial en el año 2007, y siempre a cuenta de una futura RTI. En su lugar hubo una serie de disposiciones que trataron de suplantar la remuneración de las empresas mediante otros cargos específicos y subsidios a la operación⁹.

Falta de información sobre el proceso de revisión

Dado que la RTI va a tener un impacto de primer nivel en el gasto de los consumidores y en el futuro del sector, la experiencia internacional indica que es conveniente que todos los interesados (consumidores, regulador, empresas y gobierno) formen parte de este proceso y tengan el tiempo suficiente para procesar la cuantiosa información enviada. Es necesario destacar que al momento de empezar a escribir este reporte a principios de septiembre de 2016, la página de internet del ENRE no tenía publicada la información acerca de la RTI¹⁰. Recién a principios de Octubre, el Ente publicó los informes técnicos de las distribuidoras para esta RTI. Algunos de estos informes tienen fecha de julio de 2016, por ejemplo¹¹.

⁴ La Resolución del Ministerio de Energía 6/2016 a su vez, dispuso un aumento de los precios mayoristas de la electricidad.

⁵ El cronograma de la RTI está explicitado en el Anexo de la Resolución 55/2016 del 5 de abril de 2016.

⁶ Ver Anexo Resolución ENRE 55/2016.

⁷ En Febrero de 2006 se firman las actas de acuerdo entre las distribuidoras y la Unidad de Renegociación y Análisis de Contratos de Servicios Públicos (UNIREN) mediante las cuales se establece un régimen tarifario de transición para luego realizar la renegociación integral de los contratos de concesión y la RTI.

⁸ Ver Resolución del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios 32/2015 de marzo de 2015.

⁹ Ver por ejemplo Resolución ENRE N° 347/12 y Resolución SE N° 250/13.

¹⁰ Ver www.enre.gov.ar. Acceso el 13 de septiembre de 2016.

¹¹ Ver Propuesta para la tasa de retribución del capital por parte de EDESUR.

La regulación por precio tope, como la aplicada en Argentina, tiende a replicar un mercado competitivo¹². Sin embargo, replicar esta situación se logra con el paso del tiempo y a lo largo de sucesivas revisiones tarifarias en las cuales el regulador va obteniendo información detallada de la empresa, para que los consumidores puedan apropiarse, mediante menores precios, de las mejoras de costos que haya tenido la empresa entre las revisiones tarifarias. El contexto de Argentina actual no es estrictamente el de una revisión tarifaria integral en un proceso de regulación por precio tope ya que la regulación en la práctica estuvo suspendida por más de una década, por lo que se podría decir que estamos en un “nuevo comienzo.”

Es auspiciante que se retome el sendero impuesto por la Ley 24.065. Argentina fue una de las pioneras en la región, y un caso de éxito a nivel mundial en la privatización y regulación de la industria eléctrica¹³. Sin embargo, volver a la “normalidad” de la ley no debería implicar cometer errores y apresurar este proceso. Es preferible estudiar en profundidad la compleja situación del sector, “abrir” el juego a los demás interesados que demuestren profesionalidad en aportar ideas, y hacer un “catch up” con lo mejor de la regulación mundial.

Es relevante que en el proceso de la RTI, el ENRE publique los informes técnicos correspondientes a cada decisión que tome, y justifique las mismas con documentación respaldatoria. El riesgo de no hacerlo es que en un proceso acelerado, con poca información pública, el ENRE no explique claramente cómo fue el proceso de decisiones y cómo las mismas en concreto velan por los intereses de los consumidores. El ámbito de las audiencias públicas, en el cual los consumidores pueden expresar sus opiniones o disidencias, ha demostrado ser históricamente un espacio puramente formal careciendo de la capacidad de influir en el proceso de toma de decisiones¹⁴. Si bien en la ley Argentina no está reglado, es importante apuntar a un modelo en el cual el plan de negocios pueda ser contrastado por los consumidores al estilo “consumer challenge group” como hay en Gran Bretaña, mediante la interacción con expertos regulatorios, y la provisión de diferentes escenarios y sensibilidades a las variables más importantes del negocio¹⁵.

La forma en la que se incorporarán las futuras inversiones a la base de activos y la permanencia de una metodología con reglas claras deberían ser el principal mensaje que deje esta RTI. La consistencia regulatoria depende al fin y al cabo de la calidad de la implementación de las

¹² Para determinar los ajustes tarifarios a lo largo del tiempo el modelo seguido ha sido el de la regulación por incentivos, mediante la implementación del mecanismo de precio tope. “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” (Ley 24.065, art 42,c).

¹³ Ver Gerchunoff et al. (2004).

¹⁴ Ver Rodríguez Pardina (1998). Aparte, la complejidad técnica de los conceptos tratados en una revisión tarifaria integral del sector de distribución excede el conocimiento general del común de los consumidores ya que requiere del aporte de expertos en ingeniería, economía, contabilidad regulatoria y finanzas, entre otros.

¹⁵ Ver OFGEM (2010). Ver también (OFGEM 2013). Este grupo de usuarios, definidos como “amigos del Ofgem” no es un órgano que toma decisiones sino que ayuda al Ofgem en el proceso. Los miembros de este grupo son expertos técnicos en temas relativos a los consumidores y cada uno provee su visión individual. El Ofgem instauró este grupo en 2008 para la revisión tarifaria (DPCR5) debido al poco involucramiento que tenían los consumidores en la revisión tarifaria. En ningún caso este grupo firma reportes ni decisiones sino que es un órgano de carácter consultivo para el regulador. Inicialmente el grupo tenía seis miembros, cuatro con conocimiento y experiencia en consumo doméstico, y dos en consumo industrial o de negocios. Luego se agregaron expertos con formación en temas ambientales. Ver Bourke (2013), páginas 1 y 2. El órgano regulador del agua de Inglaterra, el OFWAT también cuenta con iniciativas similares.

medidas y de la integridad del proceso mediante el cual las decisiones son revisadas y redefinidas a lo largo del tiempo¹⁶.

Existe el riesgo de que se recurra a la judicialización de las medidas en caso de que el regulador no las fundamente técnicamente en forma apropiada. La experiencia indica que la justicia Argentina no está preparada para lidiar con conceptos regulatorios complejos que requieran de la asistencia de especialistas y expertos. Por ejemplo, en el caso en el cual se trató el aumento de las tarifas de gas, la Corte Suprema fundamentó su fallo de rechazo al aumento aduciendo cuestiones de equidad y de razonabilidad de las tarifas, y la exigencia de audiencias públicas, pero no ahondó en un análisis técnico que explique el rol clave que tiene la tarifa como dinamizadora de las inversiones, en función de privilegiar también a los futuros consumidores¹⁷.

La consistencia regulatoria para definir la base de capital

La base de activos regulada, o base de capital, es una herramienta regulatoria clave cuyo fin es el de permitir el recupero del capital invertido por parte de los inversores, incluyendo un retorno razonable sobre el mismo, a lo largo de la vida de los activos¹⁸. En la práctica, la base de activos regulada sirve como un instrumento que asegura que las inversiones necesarias de capital tengan lugar y que los inversores tengan confianza en el sistema regulatorio¹⁹.

En los criterios y metodología para la RTI, en lo que respecta a la valuación de la base de capital, el ENRE expresa que las distribuidoras “deberán realizar la evaluación de sus Bienes de Capital, pudiendo para ello presentar diferentes métodos, pero debiendo analizar y validar como mínimo los de Flujo de Fondo y VNR según los términos de las Actas Acuerdo aprobadas por los Decretos N° 1.957 y N° 1.959, ambos de 2006”²⁰. Cuando se analizan las Actas de Acuerdo, se expresa que “para la valuación de dichos activos se considerará a) el valor inicial de los bienes al comenzar la concesión, como también aquel correspondiente a las incorporaciones posteriores; y b) el valor actual de tales bienes, resultante de aplicar criterios técnicos fundados que expresen en forma justa y razonable dicha estimación, tomando en cuenta el estado actual de conservación de dichos bienes”²¹.

La metodología del Valor Nominal de Reemplazo (VNR) está basada en una lógica de retorno a los activos físicos y parte de una visión prospectiva que replica los costos que tendría un entrante al momento de la revisión tarifaria asumiendo la última tecnología disponible²². La metodología del VNR se contrapone a la metodología de los costos históricos actualizados, la cual se encuentra basada en una óptica financiera basada en preservar el valor de la inversión.

¹⁶ Ver por ejemplo, Jon Stern (2014), pag.1.

¹⁷ Ver Juan José Llach, <http://www.lanacion.com.ar/1933464-el-fallo-de-la-corte-olvida-a-las-futuras-generaciones>. Último acceso, 21 de septiembre de 2016.

¹⁸ La determinación de la metodología de valuación de la base de activos debería estar en línea con la metodología de precios de acceso a la red. Ver Trent, S. (2015), pag.2.

¹⁹ Ver Trent, S. Op.cit., pag.4.

²⁰ Ver Anexo a Resolución 55/2016, cap. 7.

²¹ Ver Punto 14.1.7 de las Actas de Acuerdo.

²² Esta metodología, es utilizada en la regulación eléctrica en Chile por ejemplo, mediante la simulación de una empresa modelo. Ver Sánchez y Coria (2003). La proyección de inversión mediante esta metodología se determina por medio de la construcción de una empresa de referencia, o empresa modelo, que provee el mismo servicio que la empresa que se está regulando, pero en condiciones de eficiencia.

Estas divergencias metodológicas ameritan ser discutidas por el regulador en su decisión ya que la base de activos constituye, junto con el costo promedio del capital, una variable clave en el proceso de revisión tarifaria que determina la tasa interna de retorno de aquellos que hundieron capital en el proyecto (acreedores y accionistas). Por ejemplo, en la privatización de la industria de distribución eléctrica en Gran Bretaña, el regulador estableció que usar el costo de remplazo no era la base más apropiada si una menor base de activos podía brindar un tasa interna de retorno adecuada a los inversores. Por lo tanto, el regulador decidió usar para la base de activos la plata efectivamente pagada por los inversores por la compra de los activos, en lugar del valor de remplazo²³.

En Australia, inversamente, en las provincias de New South Wales y Victoria, se utilizó el costo de remplazo para determinar la tarifa inicial. Sin embargo, en las revisiones posteriores se adoptó un esquema financiero que tomó como punto de partida el valor reconocido en la tarifa inicial²⁴. En Brasil, por su parte, el regulador, ANEEL, usa el VNR para determinar tarifas en el sector de distribución eléctrica. Sin embargo, un estudio reciente, por ejemplo, se inclina por el uso de una estimación basada en costos históricos actualizados por el índice de precios al consumidor, como aquel que brinda un balance razonable para los inversores y a los consumidores²⁵.

Además en un contexto inflacionario como el que está viviendo actualmente Argentina, la experiencia internacional indica un interés contrapuesto entre el regulador y las empresas referido a la adopción del VNR frente al de costos históricos, prefiriendo el regulador estos últimos cuando los costos de los bienes de capital son crecientes, mientras que las empresas se inclinan en este contexto por los costos de reposición²⁶.

Por último, los métodos de la valuación de la base de activos basados en el VNR o al Valor de Reposición Depreciado (VRD)²⁷, tienden a fomentar la competencia y la eficiencia de la red. Si efectivamente el regulador busca fomentar la competencia sobre las redes, debería ser consistente a su vez e ir, por un lado, hacia mecanismos de “unbundling” que permitan la competencia en la comercialización de electricidad²⁸. Por otro lado, debería garantizar la separación vertical de los segmentos de generación, transmisión y generación. En la actualidad y a diferencia de lo que sucedía previo a 2001, hay inversores en el sector de distribución eléctrica que también poseen simultáneamente activos de transmisión y generación, acentuándose las posibilidades de conductas anticompetitivas, en contra de los principios de separación vertical de la industria²⁹.

La definición del costo de capital sin informe técnico respaldatorio

En agosto del 2016, por medio de la Resolución ENRE 493/2016, el ENRE definió la tasa de rentabilidad a aplicar por las distribuidoras en la determinación de las tarifas. La tasa de rentabilidad, WACC por sus siglas en inglés o Costo Promedio Ponderado del Capital, es otra

²³ Ver OFGEM (2009), pag.56.

²⁴ Ver Greco y Stanley (2004), pag. 9.

²⁵ Ver Moreira Carvalho Andrade (2015), pag.9.

²⁶ Ver Greco y Stanley Op.cit, pag.21 En un sistema de VNR los costos se ajustan por inflación durante el período entre revisiones tarifarias y al inicio de cada período se recalculan a precios de mercado.

²⁷ Depreciated Optimised Replacement Cost. En este método se reconoce la infraestructura existente depreciada, es decir se remunera el activo por la vida útil remanente y no como si fuera nuevo. Ver CREG (2014), pag.720.

²⁸ “Unbundling” en este contexto se refiere a la separación vertical de las actividades de distribución y comercialización.

²⁹ Artículos 31 y 32 de la Ley 24.065 y Decreto 1398/1992.

variable clave en la rentabilidad futura de las empresas, y su determinación afecta en forma directa a las tarifas que vayan a pagar los consumidores.

La Ley eléctrica 24.065 define las condiciones que deben cumplirse para la estimación de esta variable en su artículo 41³⁰. La Resolución 493/2016 invoca que el ENRE ha cumplido las mismas, y que también ha seguido el Artículo 7 de la Ley de Procedimientos 19.549 en relación al dictamen jurídico, pero no presenta ningún análisis técnico que permita entender la razonabilidad de tal decisión. Esta falta de claridad es aún más grave ya que el mismo día el ENRE, por medio de la Resolución 494/2016, corrige la tasa definida en la Resolución previa aduciendo un “error de tipeo”³¹.

El aumento entre ambas resoluciones es de 0,11% (12,46%-12,37%). La forma en que se hizo este cambio no resulta funcional a la reputación del regulador. Dada la sensibilidad de los flujos a la tasa de descuento, este aumento podría implicar transferencias millonarias de los consumidores a las empresas durante todo un quinquenio (un aumento de la tasa se refleja en mayores tarifas). El ENRE debería fundamentar la metodología de su cálculo, explicar la elección final de cada una de las variables que componen los costos de capital y de la deuda, como también la ponderación elegida entre los mismos, y contrastar con información actualizada y fundamentada que se está respetando el costo actualizado de la industria a nivel internacional, de acuerdo a lo que indica la ley eléctrica³². También deberían hacerse estudios de sensibilidad sobre el WACC y ver cómo los diferentes escenarios impactan en las tarifas que pagan los consumidores.

Otro aspecto a considerar es que Argentina se encuentra en un sano proceso de apertura a los mercados internacionales. Fijar un costo de capital en Agosto de 2016 con validez por cinco años, podría implicar que la empresa se va a beneficiar con la reducción del costo de capital que pueda tener la economía en el mediano plazo. En un momento tan particular como el que está atravesando la Argentina, en el cual se espera que su costo de capital converja hacia el de los países vecinos y luego a los de los desarrollados se le estaría posibilitando un “windfall” de antemano a las empresas y no a los consumidores³³.

³⁰ La tasa deberá: a) Guardar relación con el grado de eficiencia y eficacia operativa de la empresa; b) Ser similar, como promedio de la industria, a la de otras actividades de riesgo similar o comparable nacional e internacionalmente.

³¹ “Que por un error de tipeo en el Artículo 1 de la Resolución ENRE N° 493/2016, se dijo: Aprobar la tasa de rentabilidad para EDENOR S.A. y EDESUR S.A. sobre activos en términos reales y después de impuestos de OCHO COMA CERO CUATRO POR CIENTO (8,04 %), equivalente a una tasa en términos reales antes de impuestos de DOCE COMA TREINTA Y SIETE POR CIENTO (12,37%)”, cuando corresponde decir: “Aprobar la tasa de rentabilidad para EDENOR S.A. y EDESUR S.A. sobre activos en términos reales y después de impuestos de OCHO COMA DIEZ POR CIENTO (8,10 %), equivalente a una tasa en términos reales antes de impuestos de DOCE COMA CUARENTA Y SEIS POR CIENTO (12,46 %)”. Ver Resolución 494/2016.

³² Por ejemplo los últimos WACC para el Reino Unido en el sistema regulatorio RIIO (Revenue using Incentives to deliver Innovation and Outputs) estuvieron en menos del 5% en libras. Ver OXERA (2014). Pag. 4.

³³ Finalmente, hay que remarcar que el ENRE no aclara si el WACC que calcula en estas resoluciones es en pesos o en dólares. Dado que para la base de capital se pide calcularla en pesos es necesario que el WACC sea expresado en la misma moneda. Ver Anexo a Resolución 55/2016, cap. 7: “La valuación se efectuará en moneda nacional.”

III. La propuesta tarifaria de EDENOR y EDESUR

Timing de entrega de información

En línea con lo marcado anteriormente, otro punto objetable del proceso de publicación de la información es que recién en Octubre de 2016 el ENRE en su página web presentó los estudios realizados por las distribuidoras³⁴. En algunos casos estos estudios tienen fecha de junio o julio del presente año. Este atraso de tres a cuatro meses en su publicación ha quitado tiempo para aquellos interesados que quieren analizar y discutir la propuesta en profundidad.

A continuación se realizan unos breves comentarios respecto de las propuestas publicadas en la página del ENRE acerca de los dos temas centrales planteados en este trabajo que son la base de capital y la tasa de descuento.

Propuesta de base de capital

EDESUR, en el informe escrito para la empresa por la UBA, plantea las diferencias, ventajas y desventajas de la valuación por flojo de fondos y el VNR, llegando a la conclusión que: “éste último es el que mejor podría emular o simular el resultado esperable si esta industria actuara en un ambiente adecuadamente competitivo. En definitiva esa es la razón de ser y el motivo básico por el cual se regulan a los monopolios naturales”³⁵.

El estudio le quita relevancia a la posibilidad de que en el caso en cuestión los inversores tengan una ganancia de capital en caso de usarse el VNR. En particular argumentan que “Desde la salida de la convertibilidad al presente transcurrió un lapso lo suficientemente largo como para desvirtuar cualquier conducta estratégica por parte de los inversores (pagar un fee de entrada bajo para luego aspirar a su revalorización en el período regulatorio siguiente). No hay manera de suponer que algún inversor hubiera previsto los acontecimientos macroeconómicos que se sucedieron durante el período 2001/2016.”³⁶

La particularidad que reviste que el sistema regulatorio haya estado suspendido por 15 años y con tarifas cuasi-congeladas, realza la complejidad del análisis al poner en el centro de la discusión a un inversor previo a 2001 que ya no existe como tal, ya que los actuales accionistas de la compañía entraron, directa o indirectamente en pleno congelamiento tarifario, y bajo condiciones macroeconómicas perfectamente conocidas. Si el regulador actual considera que las operaciones que tuvieron lugar entre 2002 y 2015 fueron bajo condiciones justas de mercado y que las partes hayan realizado las transferencias con igualdad de información y de forma no compulsiva (*arm length transaction*), sería justo decir que las transferencias accionarias realizadas conservan los derechos de los inversores originales y no debería preocuparse el regulador por la posible conducta estratégica y potencial sobre-remuneración que tuvieron los nuevos accionistas.

³⁴ Ver <http://www.enre.gov.ar/web/web.nsf/Tarifas?OpenFrameset> para todos los informes presentados por las dos distribuidoras. Último acceso, 10 de Octubre.

³⁵ Ver Informe UBA, pag. 28. EDENOR por su parte llega a una conclusión similar aunque incluye el VRD como alternativa. Ver Anexo D, pag. 16.

³⁶ Ver Análisis de las ventajas y desventajas de la utilización de los métodos VNR y de Flujo de Fondos para evaluar la Base de Activos Regulatorios en la Revisión Tarifaria Integral llevada adelante por el Ente Nacional Regulador de la Electricidad. Junio 2016 pag 21, nota al pie 14.

En ese caso, en la situación actual es necesario que el regulador garantice que la metodología a seguir, y este proceso de RTI en general, fomenten las inversiones de capital para darle calidad y confiabilidad al sistema. Un regulador que cambia las reglas del juego constantemente en un sector donde el plazo de maduración de la inversión es largo, no brinda las garantías para la sustentabilidad del sector. Esto lo demuestra la experiencia vivida entre 2001 y 2016. En el contexto actual de la industria y considerando el impacto que tendría el cambio de metodología en los consumidores, el regulador podría pensar en un proceso de convergencia hacia una metodología de VNR o VRD, que son metodologías adecuadas para brindar las señales correctas para el salto de calidad que necesita el sistema.

Propuesta de tasa de retorno

En su informe, EDENOR estima una tasa de descuento (WACC real antes de impuestos en dólares) de 14,87%³⁷. Sin embargo, no presenta un estudio exhaustivo de la tasa de descuento, ni tampoco justifica su estimación en base a lo requerido por la ley eléctrica. EDESUR, por su parte, sí intenta cumplir con el art. 41 de la ley 24.065 y realiza una comparación con otras estimaciones a nivel regional y local del WACC real antes de impuestos, cuya estimación final para esta compañía es de 14,3%. Sin embargo, el análisis realizado por Edesur presenta tres graves falencias, a saber³⁸:

- a) No cita las fuentes exactas para poder contrastar cada una de las tasas de retorno de referencia de los otros países de la región. Por ejemplo, en el caso de Brasil expresa una tasa de 12,3% antes de impuestos sin citar la normativa específica del ANEEL en la cual se convalida dicha tasa. Inclusive, esta cifra no se condice con otras fuentes públicas que se pueden relevar en la web³⁹.
- b) La muestra que se usa va desde los años 1992 a 2008, y sólo hay un caso de 2015. La muestra debería estar actualizada con información de los últimos tres años, y no extenderse tan lejos en el tiempo, a fin de considerar el impacto que tiene la fuerte baja de la tasa de interés a nivel mundial en el costo promedio del capital.
- c) Omite explicar como el WACC estimado en dólares será convertido a pesos argentinos en el cálculo tarifario. Es clave en esta conversión como serán tratadas variables que hoy están afectadas por una fuerte incertidumbre como son el tipo de cambio, y la tasa de inflación.

Por otro lado, se observa un tratamiento cuestionable de otras variables claves en el cálculo del WACC, cuyo resultado final penaliza el descuento de los flujos futuros y por ende exige que el cálculo tarifario requiera de una mayor tarifa para garantizar el retorno de los inversores. Entre estas variables, se destacan las siguientes:

³⁷ Ver Anexo L, Cálculo de la Tasa WACC, pag. 9.

³⁸ Ver Propuesta para la tasa de retribución del capital de Julio de 2016, pag.5

³⁹ Al no citar la fuente no se entiende si este porcentaje es en dólares o en reales. Por ejemplo en Brasil el ANEEL estableció en los últimos años un WACC real antes de impuestos de 11.36% en reales (Nota Técnica n° 122/2014-SRE/ANEEL) y de 9,95% en reales (Nota Técnica n° 108/2009-SRE/ANEEL). Ver Moreira Carvalho Andrade. Op.cit, páginas 39 y 125. La muestra no tiene alcance internacional, sino solo regional, como lo requiere la ley. Es decir podrían haber sido relevados WACCs finales en dólares, o convertidos a dólares, de los países de mayor riesgo de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE), por ejemplo.

- a) En función de ponderar el peso del capital propio y el de la deuda, el estudio técnico de EDESUR estima una tasa de apalancamiento del 30%. Este porcentaje es mucho más bajo que el de otras empresas analizadas a nivel regional y mundial en el mismo informe⁴⁰. A menor tasa de apalancamiento, menor el peso de la deuda en el WACC y por lo tanto mayor la estimación del WACC. El ENRE debería exigir que se usen las tasas de apalancamiento de sistemas regulatorios estables a nivel regional e internacional. En un contexto de tasas de interés muy bajas y de apertura del crédito internacional al país, no es sensato considerar una tasa de apalancamiento tan baja.
- b) Para estimar la prima de riesgo país en el cálculo del costo del capital propio, EDESUR utiliza el promedio del EMBI+ (spread entre títulos del gobierno de los EUA y títulos del gobierno local denominados en dólares) desde diciembre de 2015 a la fecha de publicación del informe en Julio 2016. Dado que la tendencia de este indicador es a la baja⁴¹, al promediar datos del año y pasado y del primer semestre de 2016, se está penalizando a los flujos futuros al descontarlos con un WACC que tiene implícito un costo de capital que ha sido calculado con un promedio de riesgo país que seguramente será mayor que el de los meses posteriores de la aplicación de la nueva tarifa.
- c) En el costo de la deuda se afirma categóricamente que: “Para estimar el costo de la deuda se debe utilizar el rendimiento de papeles de la empresa en cuestión.”⁴² La propuesta tarifaria propone usar los rendimientos (yield) de los bonos de Edenor entre 2015 y 2016⁴³, arrojando un valor de 9,96% como proxy del costo de la deuda⁴⁴. Estos valores, nuevamente, están afectados por condiciones macroeconómicas adversas y sectoriales que son justamente las que se intentan revertir con esta RTI y que seguramente no van a ser las vigentes en el próximo período de revisión tarifaria⁴⁵. Bajo un marco regulatorio estable, como el que se trata de imponer, los costos de endeudamiento de las empresas reguladas son más bajas que las de otros sectores de la economía. Si consideramos que YPF ha emitido recientemente con un rendimiento menor al 4% y Arcor con una tasa un poco mayor a este porcentaje, es claramente una ventaja para la empresa permitirle tener un costo de la deuda de aproximadamente del 10% para los próximos 5 años contenida en el WACC, cuando los costos de endeudamiento son claramente a la baja para el país y sus empresas⁴⁶.

⁴⁰ Ver pag. 21. Notar que nuevamente ninguno de estos ejemplos internacionales tiene la fuente citada con precisión. En nota al pie se expresa que: “El nivel de apalancamiento de empresas en mercados desarrollados y estables parece ser 40%-55%, pero en los mercados en desarrollo y menos estables, para no poner en riesgo su calificación investment grade, las empresas deben tener un nivel de apalancamiento más bajo (entre 23% y 45%)” Por su parte, EDENOR estima un apalancamiento del 34%. Ver Ver Anexo L, pag. 9. Op. Cit.

⁴¹ Por ejemplo a principios de 2016 el riesgo país subió por dudas en la concreción de la firma con los hold-out. Ver <http://www.cronista.com/finanzasmercados/La-falta-de-acuerdo-con-los-holdouts-recalienta-el-riesgo-pais-argentino-20160129-0024.html>. Último acceso, octubre 10.

⁴² Ver pag. 26. Sin embargo, hay autores, por ejemplo, que para países en desarrollo aconsejan usar los rendimientos de empresas similares de países desarrollados más una prima de riesgo país.

⁴³ Ver pag. 7. En la página 8, sin embargo, dicen que usan un promedio desde 2008 de EDENOR y EDESUR, lo que haría aún más alto el cálculo.

⁴⁴ EDENOR por su parte en su propuesta, estima un costo de la deuda de 8,94%.

⁴⁵ Por su parte, la introducción de una tasa de atractivo mínimo no está lo suficientemente justificada en el estudio y la comparación internacional no queda claro como aplica para la presente RTI. Ver páginas 50 a 52.

⁴⁶ Ver Empresas argentinas ya toman deuda a la mitad de tasa de 2015, <http://www.ambito.com/857804-empresas-argentinas-ya-toman-deuda-a-la-mitad-de-tasa-de-2015>. Último acceso, 6 de Octubre de 2016.

Conclusiones

Este trabajo ha intentado “arrojar un haz de luz” sobre dos variables fundamentales del proceso de RTI que empezó en Abril de 2016, como son la base de capital y la tasa de retorno. Éste debería culminar con la definición de una nueva tarifa al 31 de diciembre del presente año, la cual perdure hasta el 2021. De un análisis de la legislación emanada por el ENRE, los antecedentes del caso, y la experiencia regulatoria se extraen las siguientes conclusiones:

- a) El grado de difusión de la información del ENRE a la sociedad de este proceso no ha sido del todo completo. La consistencia regulatoria depende de la calidad de la implementación de las medidas y de la integridad del proceso mediante el cual las decisiones son revisadas y redefinidas a lo largo del tiempo. Es importante que el regulador lleve un cronograma claro de información y apertura de las decisiones que vaya tomando, para que las mismas sean debatidas y explicadas con su debido tiempo a todos los interesados.
- b) El rol de los consumidores sólo contemplados en las audiencias públicas resulta muy poco trascendente dada las complejidades tecnológicas del sector. Sería conveniente un involucramiento mayor de los mismos en el proceso de la toma de decisiones de las variables claves. El caso del regulador británico (OFGEM) y del “challenge group” referido en este trabajo podría ser un modelo a considerar.
- c) El regulador debe ser muy claro en la definición de la metodología para la estimación de la base de activos regulada, discutir la conveniencia de una metodología sobre otra en el contexto de la Argentina actual, y que la decisión a la que se arribe se mantenga a lo largo del tiempo. Las altas inversiones que se requieren para modernizar el sector no se van a lograr sin compromisos de una estabilidad regulatoria con reglas del juego claramente explicadas.
- d) Se observa una falta de documentación respaldatoria por parte del ENRE que permita justificar, en base a lo estipulado por la ley 24.965, el cálculo de la tasa de rentabilidad (WACC). El ENRE debería explicar la elección final de cada una de las variables que componen los costos de capital y de la deuda, como también la ponderación elegida entre los mismos. También sería conveniente que realice estudios de sensibilidad sobre el WACC y ver cómo los diferentes escenarios impactan en las tarifas que pagan los consumidores.
- e) Las propuestas de las empresas recientemente publicadas presentan visiones “filosóficamente” contrapuesta en relación al tratamiento de la base de capital y a la tasa de descuento o WACC. En el primer caso apelan a un argumento prospectivo justificando el uso de la metodología de VNR. En el caso del cálculo del WACC, por el contrario, utilizan información histórica que está contaminada por las crisis del sector y del desempeño reciente de la economía Argentina. Estimar los flujos futuros en base a los gastos de capital de una empresa eficiente y competitiva, y descontarlos por una tasa influenciada por las condiciones de un sector intervenido, van, sin embargo, en una misma dirección que es la de requerir mayor tarifa a ser pagada por los consumidores.
- f) En este período de transición hacia un costo de capital más bajo y en un contexto de alta inflación pero con metas decrecientes para los años subsiguientes, el regulador no debería descartar un período menor al de 5 años hasta la siguiente RTI a la espera de realizar en un futuro no tan lejano una nueva revisión en un contexto de mayor estabilidad macroeconómica. En esos años, considerando el impacto en los consumidores, el regulador puede establecer un

período de convergencia hacia metodologías de estimación de la base de capital basadas en un retorno a los activos físicos como el VNR.

- g) A su vez, el ENRE debería avanzar sobre otros aspectos relevantes del proceso tarifario que no necesariamente están en la agenda pública actualmente, como es la introducción de la competencia en la comercialización de electricidad. Como se explicó en este trabajo, la definición de la base de capital está estrechamente ligada a la estimación de los cargos de acceso que permitan fomentar la competencia. Complementariamente y para alcanzar este fin el regulador debería por un lado promover mecanismos de “unbundling” y por el otro, respetar y restablecer los principios de separación vertical de la industria que se desvirtuaron en los últimos años que hizo que hoy tengamos grupos inversores con tenencias en dos o más segmentos de la industria.
- h) Finalmente, el ENRE debería dejar de ser un órgano especializado en una regulación exclusivamente basada en la “oferta” para considerar a la demanda y al consumidor en el centro de sus decisiones. En un contexto de tarifas más altas de energía, los consumidores deben ser educados y ayudados para que tomen las mejores decisiones en cuanto al consumo energético, mediante el fomento de, por ejemplo, el uso eficiente de la energía, el recambio a sistemas de calefacción eficientes y la colocación de “medidores inteligentes.”

Referencias

- Bourke, A. (2013). Consumer Challenge Panel The AER's presentation at the National Consumer Roundtable on Energy, disponible en <https://www.aer.gov.au/system/files/National%20Consumer%20Roundtable%20on%20Energy%20-%20Consumer%20Challenge%20Panel%20Presentation.pdf>
- Castro, L.; Szenkman, P. y Lotitto, E. (marzo de 2015). ¿Cómo puede cerrar el próximo gobierno la brecha de infraestructura? Documento de Políticas Públicas/ Análisis N°148. Buenos Aires: CIPPEC.
- CREG. (2014). Metodología de Remuneración de la Actividad de Transmisión. *Comisión de Regulación de Energía y Gas*, 098, 720.
- Eisenstein, A., & Cano, M. (2016). Tarifas eléctricas. Congelamiento, subsidios e impacto del ajuste. KPMG.
- Gerchunoff, P., Greco, E., & Bondorevsky, D. (2013). Comienzos diversos, distintas trayectorias y final abierto: una década de privatizaciones en Argentina, 1990-2002. *Serie de Gestión Pública Ilpes CEPAL*.
- Greco, E., & Stanley, L. (2004). Valuación de Activos, Tarifas e Incentivos: La base de capital en las empresas reguladas y la renegociación contractual. *CEER*, 9 y 21.
- Moreira Carvalho Andrade, M. (2015). Desafios na mensuração dos ativos para a formação das tarifas no setor de distribuição de energia elétrica: diagnóstico e propostas de equacionamento. *Tesis de Doctorado*.
- OFGEM. (2009). Regulating Energy Networks for the Future: RPI-X@20 History of Energy Network Regulation. 56., disponible en <https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/51984/supporting-paper-history-energy-network-regulation-final.pdf>.
- OFGEM. (2010). Handbook for implementing the RIIO model, disponible en <https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/51871/riiohandbook.pdf>
- OFGEM. (2013). RIIO - ED1 Consumer Challenge Group, disponible en <https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/75584/consumer-challenge-group-riio-ed1-web-pdf>.
- OXERA. (2014). A Regulatory Odyssey, disponible en <http://www.oxera.com/Latest-Thinking/Agenda/2014/2014-a-regulation-odyssey.aspx>.
- Rodríguez Pardina, M. (1998). Las Instituciones Reguladoras en la Argentina. *Documento 3 FADE*.
- Sanchez, C., & Coria, J. (2003). Definición de la Empresa Modelo en Regulación de Monopolios en Chile.
- Stern, J. (2014). The regulatory asset base and regulatory commitment. *OXERA*, disponible en <http://www.oxera.com/Latest-Thinking/Agenda/2014/The-regulatory-asset-base-and-regulatory-commitmen.aspx>.
- Trent, S. (2015). Options for future treatment of the regulatory capital value, Upstream market reform. *OXERA*, disponible en http://www.oxera.com/getmedia/ef4fe7fc-685f-40cd-86ec-41c51c6daac8/Oxera_Options-for-future-treatment-of-the-RCV.pdf.aspx.

Acerca del autor

Diego Bondorevsky. Investigador Principal de CIPPEC. Licenciado en Economía, Universidad de Buenos Aires (UBA). Magíster (MSc) en Economía, London School of Economics (Reino Unido). Se ha desempeñado como asesor de empresas y organismos internacionales en temas regulatorios de infraestructura y transporte, de defensa de la competencia y en arbitrajes internacionales.

La opinión del autor no refleja necesariamente la posición de todos los miembros de CIPPEC en el tema analizado.

Las publicaciones de CIPPEC son gratuitas y se pueden descargar en www.cippec.org.

CIPPEC alienta el uso y divulgación de sus producciones sin fines comerciales.

Si desea citar este documento: Bondorevsky, D. (Octubre de 2016). Un haz de luz sobre la Revisión Tarifaria Integral en Distribución Eléctrica en el AMBA. *Documento de Trabajo N°157*. Buenos Aires: CIPPEC.

Para uso online agradecemos usar el hipervínculo al documento original en la web de CIPPEC.

DOCUMENTOS DE TRABAJO

Con los **Documentos de Trabajo**, CIPPEC acerca a expertos, funcionarios, legisladores, periodistas, miembros de organizaciones de la sociedad civil y a la ciudadanía en general investigaciones propias sobre una o varias temáticas específicas de política pública.

Estas piezas de investigación aplicada buscan convertirse en una herramienta capaz de acortar la brecha entre la producción académica y las decisiones de política pública, así como en fuente de consulta de investigadores y especialistas.

Por medio de sus publicaciones, CIPPEC aspira a enriquecer el debate público en la Argentina con el objetivo de mejorar el diseño, la implementación y el impacto de las políticas públicas, promover el diálogo democrático y fortalecer las instituciones.

CIPPEC (Centro de Implementación de Políticas Públicas para la Equidad y el Crecimiento) es una organización independiente, apartidaria y sin fines de lucro que trabaja por un Estado justo, democrático y eficiente que mejore la vida de las personas. Para ello concentra sus esfuerzos en analizar y promover políticas públicas que fomenten la equidad y el crecimiento en la Argentina. Su desafío es traducir en acciones concretas las mejores ideas que surjan en las áreas de Desarrollo Social, Desarrollo Económico, y Estado y Gobierno a través de los programas de Educación; Protección Social y Salud; Política Fiscal; Integración Global; Justicia y Transparencia; Instituciones Políticas; Gestión Pública; Incidencia, Monitoreo y Evaluación, y Ciudades.

Av. Callao 25, 1° C1022AAA, Buenos Aires, Argentina
T (54 11) 4384-9009 F (54 11) 4384-9009 interno 1213
info@cippec.org www.cippec.org