

**RESPUESTAS A LAS
CONTRIBUCIONES
A LA CONSULTA PÚBLICA:
COSTO MEDIO PONDERADO
DEL CAPITAL (WACC)**

ETAPA	FECHA
Elaborado por Ximena García de Soria, Federico Cánepa, Luciana Macedo y Gabriela Martínez	17/3/2022
Revisado por Sergio Pérez de la Ilana	17/3/2022
Aprobado por	

Ubicación en la red:	INF-00052-2022
WACCG:\Regulacion\Estudio WACC\CONSULTA PUBLICA\RESPUESTAS A APORTES\Comentarios equipo URSEA\elevado por expediente\ Informe 00052-2022 - Respuestas a aportes CP WACC	

ÍNDICE

1. RESUMEN EJECUTIVO	3
2. DESARROLLO	3
2.1 Introducción	3
2.2 Contribuciones	4
2.2.1 UTE	4
2.2.1.1 Enfoque financiero para el sector eléctrico	4
2.2.1.2 Comparación con empresas de la región	5
2.2.1.3 Comparación con el sector del gas	8
2.2.1.4 Método de conversión a tasa real antes de impuestos	9
2.2.1.5 Período de duración considerado	12
2.2.1.6 Duración de los instrumentos considerados	17
2.2.1.7 Premio por riesgo país	17
2.2.1.8 Beta de Generación	19
2.2.1.9 Premio por riesgo de mercado	21
2.2.1.10 Riesgo Regulatorio	22
2.2.1.11 Premio por tamaño	24
2.2.1.12 Spread por riesgo de crédito	25
2.2.1.13 Estructura de capital	26
2.2.1.14 Estabilidad de la metodología propuesta	28
2.2.2 DNE -MIEM	30
2.2.2.1 Beta de la Industria	30
2.2.2.2 Beta diferenciado	32
2.2.3 CONECTA – MONTEVIDEO GAS	33
2.2.3.1 Premio por tamaño	33
2.2.3.2 Premio por riesgo específico	35
3. CONCLUSIONES	37

1. RESUMEN EJECUTIVO

Expediente 0695-02-006-2019

El presente informe es elaborado a partir de las contribuciones recibidas con motivo de la consulta pública N° 49 y presenta las respuestas brindadas por URSEA a cada uno de los aportes que los diferentes agentes realizaron.

De esta forma se continúa con los criterios de transparencia que han marcado el accionar de la URSEA al momento de la elaboración, o revisión de reglamentación.

2. DESARROLLO

2.1 Introducción

El procedimiento de Consulta Pública permite incorporar al proceso de elaboración de las reglamentaciones el punto de vista de los diferentes sectores involucrados, así como el conocimiento especializado de diversos ámbitos. Esos puntos de vista reflejan diferentes intereses, frecuentemente contrapuestos, que mediante este procedimiento se exponen ante la sociedad de forma transparente.

La Consulta Pública sobre el Costo Medio Ponderado del Capital (WACC) fue convocada a través de aviso en la página web de la URSEA y mediante comunicaciones individualizadas a todos los Regulados de los sectores eléctrico y gas por redes, es decir, agentes vinculados y empresas suministradoras de los servicios públicos involucrados.

La Consulta N° 49 inició el 22 de setiembre de 2021 y se extendió en principio, hasta el 21 de octubre de 2021, luego fue prorrogada hasta el 19 de noviembre de 2021. Se recibieron 3 contribuciones, las que fueron remitidas por: CONECTA-MONTEVIDEO GAS, ADMINISTRACIÓN NACIONAL DE USINAS Y TRANSMISIONES ELÉCTRICAS (en adelante UTE) y el MINISTERIO DE INDUSTRIA, ENERGÍA Y MINERÍA (en adelante MIEM).

Todos los documentos puestos en Consulta están disponibles en www.ursea.gub.uy en la sección Consultas Públicas.

2.2 Contribuciones

2.2.1 UTE

Los aportes realizados por la empresa se encuentran en la Nota NR 1319-2021

2.2.1.1 Enfoque financiero para el sector eléctrico

Aporte

El consultor destaca que en la determinación de tasas existen diversas alternativas, no habiendo consenso sobre cuáles metodologías y criterios son los correctos. De parte de UTE, se está de acuerdo en la existencia de diversos enfoques válidos para la determinación de tasas.

Sin embargo, vale señalar que el enfoque financiero que se realiza debe corresponderse con las características del sector eléctrico y con las especificidades del Uruguay, a saber: grandes inversiones en activos de larga vida útil, sistema con una influencia histórica de las fuentes renovables, estabilidad de tarifas, contexto institucional que entre otras, implica restricciones financieras de UTE como empresa pública, etc. Estas cuestiones deben reflejarse en todos los criterios adoptados para la determinación de la tasa lo que se entiende no se estaría cumpliendo en la propuesta del consultor.

Respuesta

Tal como se detalla en la sección introductoria del Informe de Avance N°2 [pág. 4], el objetivo del estudio radica específicamente en:

“...el desarrollo de una metodología estandarizada para el cálculo de las tasas de retorno de las siguientes actividades y sectores: Generación, Transmisión y Distribución de energía eléctrica; Transporte y Distribución de gas por redes. La determinación de sus componentes y su posterior cálculo, serán realizados tomando en cuenta las particularidades del caso uruguayo...”

En tal sentido, para el correcto cumplimiento del objetivo mencionado, se requirió por definición que la propuesta metodológica contemple las especificidades propias del caso uruguayo (organización, tamaño, estructura de capital de las empresas, entre otras). Por otra parte, se elaboró un documento de revisión de experiencias internacionales (Informe de Avance N°1), a efectos de analizar las metodologías de cálculo de la Wacc que se aplican en la actualidad.

Para la determinación de las actividades de Generación, Transmisión y Distribución de energía eléctrica se propuso entonces un modelo tipo WACC. Su selección se basó en que dicha metodología permite representar adecuadamente el costo del capital inmovilizado por parte de las empresas, tomando en consideración las dos posibles fuentes de financiación de dichas inversiones: el capital propio (equity) y el capital de terceros (deuda). Además, se trata del modelo de mayor aplicación a nivel mundial.

Se mencionan a continuación, algunos aspectos puntuales del sector eléctrico uruguayo que fueron considerados en la definición de los parámetros:

- Para la estimación de la estructura de capital óptima se optó por una definición endógena en base al hecho de que la empresa UTE, en su calidad de empresa pública, se encuentra expuesta a la existencia de restricciones legales sobre sus decisiones de

endeudamiento, disponiendo de menor flexibilidad a la hora de establecer su ratio de apalancamiento. La misma se calculó considerando información contable-financiera de la empresa (Informe de Avance N°2 – [pág. 47]).

- En el Informe de Avance N°2 - [págs. 36 a 37] se lleva a cabo un análisis del tamaño de las empresas que componen ambos sectores (eléctrico y gas por redes), concluyendo que para el caso eléctrico se trata de una empresa grande y por lo tanto no corresponde incorporar un premio por tamaño.
- Considerando el aporte N° 8 presentado por UTE, en el cálculo del componente Beta de generación, se tuvo en cuenta la influencia de las distintas fuentes de generación, incorporando las renovables no convencionales (Informe N°3 – [págs. 7 a 8]).

Otros aspectos, tales como el hecho de que se trate de grandes inversiones de largo plazo, hacen referencia a cuestiones específicas de la industria eléctrica y no a particularidades del Uruguay. Estos aspectos son igualmente considerados en el cálculo de los componentes relacionados (determinación del instrumento financiero para el cálculo de la tasa libre de riesgo y beta de la industria), como se observa en el Informe de Avance N°2 - [págs.15 y 24].

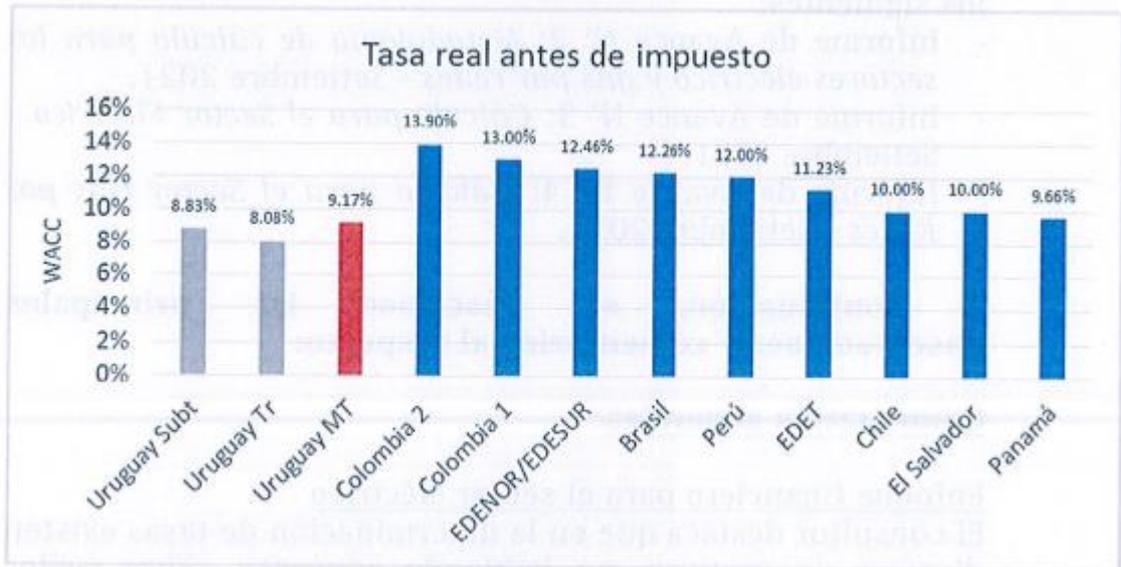
Cabe destacar que, en lo que refiere el sector gas por redes, se propuso un modelo de CAPM-WACC adaptado, entendiendo que las características propias del sector en Uruguay no permiten la aplicación de un modelo WACC tradicional. Las empresas de este sector son de tamaño considerablemente menor, sin acceso a financiamiento de terceros y con capacidad de apalancamiento prácticamente nula.

Por lo anterior, no se comparte la observación realizada.

2.2.1.2 Comparación con empresas de la región

Aporte

En cuanto a los valores a reconocer por las tasas, cabe señalar que según informes recientes elaborados por otros consultores contratados por URSEA, en los últimos procesos de revisión tarifaria de actividades de transmisión y distribución, las tasas actualmente determinadas para Uruguay resultan menores que las de los demás países de la región. A modo de ejemplo se presenta el siguiente gráfico extraído de uno de esos informes:



Fuente: Consultoría para determinar la valorización de instalaciones de distribución eléctrica de media tensión y el cálculo de cargos a los usuarios – Informe de Avance, Marzo de 2020 – BA Energy Solutions.

Respuesta

La comparación de los valores de tasa de rentabilidad reconocidos por los distintos organismos reguladores no puede ser llevada a cabo de forma directa dado que los valores resultantes de cada caso se obtienen por intermedio de distintas metodologías y provienen de distintos contextos y esquemas regulatorios. Cabe destacar que en el gráfico presentado no se aclara si las tasas que se exponen lo son en términos reales o nominales, antes o después de impuestos por lo que no se puede comparar en forma directa con los resultados del estudio que se pone a consulta.

En particular, en economías emergentes, el riesgo país es un parámetro que tiene un impacto relevante en el valor obtenido. En este sentido, incluir en la comparación a empresas distribuidoras argentinas (EDENOR, EDESUR y EDET) no posee mucho valor comparativo, toda vez que el riesgo país de Argentina es sensiblemente mayor que el de Uruguay (al momento del cálculo de las tasas incluidas en el gráfico comparativo, el EMBI Argentina rondaba los 1000 puntos básicos, contra 144 en el caso de Uruguay).

En tal sentido, quizás el caso más comparable al de Uruguay, resulta el de Chile (niveles de riesgo país muy similares al de Uruguay). Sin embargo, cabe aclarar que el valor de Chile incluido en la gráfica no se corresponde con el valor actualizado. Históricamente, la tasa de retorno reconocida en los sectores de transmisión y distribución eléctrica de Chile se encontraba fijada por Ley en un valor del 10% real antes de impuestos. No obstante, la Ley N° 20.936 promulgada en el año 2016 y la Ley N° 21.194 promulgada en el año 2019, establecieron modificaciones en dicho concepto. En ambos casos, se determinó que la tasa de retorno a reconocer será fijada cada cuatro años por parte de la Comisión Nacional de Energía, que deberá realizar su cálculo siguiendo una metodología preestablecida basada en el modelo CAPM. La tasa es entonces fijada en moneda constante (valores reales) después de impuestos, con la siguiente condición:

- a. Transmisión Eléctrica: no podrá ser inferior al 7% ni superior al 10%.
- b. Distribución Eléctrica: no podrá ser inferior al 6% ni superior al 8%.

Para la actividad de distribución en Chile, el valor determinado por el consultor de la CNE (2019) y aprobado por esta fue de 5,17% (real después de impuestos), por lo que de acuerdo con lo indicado en la ley, en la fijación tarifaria actualmente en desarrollo, se está utilizando una tasa de 6% real después de impuestos, la cual asciende a 8,22% antes de impuestos (considerando la alícuota del impuesto a la renta de 27%) y en moneda local (pesos chilenos). Los niveles de tasas obtenidos en el presente estudio son muy similares a los de Chile.

Por otro lado, se observa que no solo el caso de Chile está desactualizado en la figura presentada por UTE, también están desactualizados los valores presentados de Colombia y de Brasil:

- Colombia: los valores vigentes de la tasa de costo de capital son los determinados por la Resolución CREG 015-2019 que presenta la tasa de retorno para la actividad de distribución de energía eléctrica. En el cuadro siguiente se presentan los valores vigentes. Cabe destacar que se trata de una tasa real, antes de impuestos, en pesos colombianos:

Valores de las tasas de costo de capital en Colombia

Año	Tasa de retorno
2019	11,79%
2020	11,64%
2021	11,50%
2022 en adelante	11,36%

Fuente: Resolución CREG 015/2019.

- Brasil: el valor de la gráfica presentada tampoco se corresponde con el ultimo aprobado por la ANEEL. La tabla a continuación contiene los valores aprobados en moneda local, real, antes de impuestos (de acuerdo con la Nota Técnica N° 34/2021):

Valores de tasas de costo de capital aprobados por Aneel

Actividad	Tasa de retorno
Distribución	10,63%
Generación y Transmisión	10,24%

Por lo anterior, no se comparte la observación realizada.

2.2.1.3 Comparación con el sector del gas

Aporte

La utilización del método CAMP-WACC adaptado para el gas responde a una propuesta de introducir un incentivo al desarrollo del sector, por considerarse inmaduro. Los valores propuestos para la tasa de rentabilidad para el sector del gas, como consecuencia de la consideración de determinar una tasa exclusivamente sobre el capital propio y no sobre la deuda (fundada en la incapacidad de las empresas del sector de contraer deuda) y de considerar entre otros, un premio por tamaño, tarifas en dólares, crea una asimetría en relación a la rentabilidad del capital respecto al sector eléctrico, al que el sector del gas se presenta como alternativa.

Desde esta perspectiva, se cuestiona si la decisión de introducir dicho incentivo es resorte del consultor, ante el cual, los informes elaborados no presentan un análisis económico-energético del país, que permita fundamentar la necesidad de tal señal, ni los impactos que ésta podría ocasionar. En caso de corresponderse a una decisión de carácter político, se entiende entonces, esto debería ser explicitado.

Por otro lado, llama la atención la consideración respecto a la madurez del sector eléctrico en un contexto en el que se está discutiendo profundamente temas del calibre de los costos reconocidos a ser trasladados a tarifas y aspectos fundamentales del funcionamiento del mercado eléctrico.

Respuesta

En cuanto a la consideración de metodologías diferenciadas entre ambos sectores, esto se justifica en las diferencias significativas que existen entre cada caso, teniendo en cuenta aspectos tales como la madurez o grado de desarrollo de los sectores, tamaño de las empresas que participan en los mismos y posibilidades de acceso a financiamiento, entre otros.

Tal como se explicita en el Informe de Avance N°2 - [pág. 14], a diferencia del sector eléctrico que cuenta con un grado elevado de madurez, el transporte y distribución de gas por redes son actividades con un escaso desarrollo del mercado en el Uruguay. Si bien algunas de las empresas han comenzado a operar hace ya varios años, el sector no ha logrado tener un desarrollo de acuerdo a lo previsto al momento de las concesiones por parte del Estado. La cantidad de clientes conectados al servicio se ha mantenido prácticamente constante, siendo levemente menor a los 60 mil clientes, mayoritariamente de tipo residencial (frente a los más de 1,2 millones de clientes residenciales de servicio eléctrico).

Clientes de conectados al servicio de gas por cañería en Uruguay

Empresa	Residencial	General	Total
Montevideo Gas	50.890	1.276	52.166
Conecta Sur	1.013	58	1.071
Conecta Paysandú	4.384	238	4.622
Total	56.287	1.572	57.859

Valores a Diciembre 2020

Esto último, se encuentra directamente relacionado con los múltiples obstáculos que enfrentan las empresas del sector para su desarrollo:

- Falta de seguridad de suministro (al ser el gas importado de Argentina).
- Competencia con el GLP, que se trata de un energético sustituto con un alto grado de penetración y a su vez subsidiado por el Estado Nacional.
- Inexistencia de obligación de construcción de ductos de gas para los nuevos edificios de más de 3 pisos en Montevideo (principal punto de consumo).

En tal sentido, se entiende que la regulación de las actividades de transporte y distribución de gas por redes (y con ello la metodología para la determinación de la tasa de rentabilidad) no debe ser necesariamente idéntica a la considerada para industrias maduras tales como el sector eléctrico.

Asimismo, las empresas que desarrollan las actividades de transporte y distribución de gas por redes en Uruguay son de tamaño relativamente pequeño, no cuentan con posibilidades de apalancamiento y se ven obligadas a financiarse prácticamente en su totalidad a partir de capital propio.

El cálculo de una tasa WACC tradicional, que requiere asumir un coeficiente de apalancamiento óptimo, llevaría entonces a una falsa precisión en un sector tan limitado en sus capacidades de acceso al financiamiento por capital de terceros. Por este motivo es que se propone una metodología alternativa basada en la aplicación del modelo CAPM-WACC Adaptado Real Antes de Impuestos (similar al adoptado en las recientes experiencias regulatorias por la CNE de Chile).

Por último, en referencia a apreciaciones realizadas por la empresa en este aporte, cabe destacar que los informes desarrollados a lo largo del presente estudio, son pura y exclusivamente de carácter técnico.

Por lo anterior, no se comparte la observación realizada.

2.2.1.4 Método de conversión a tasa real antes de impuestos

Aporte

En las últimas revisiones tarifarias, se ha planteado esta discusión sobre cuál es el método correcto para hacer la conversión de la tasa y poder obtener una tasa real antes de impuestos. Se identificaban dos mecanismos, Mercado y Reverso. Allí se realizaba el cálculo de una tasa mínima utilizando un método (Mercado) y el otro para la tasa máxima (Reverso). Luego se hacía un promedio para la estimación puntual de la tasa a sugerir.

Entendemos que el método correcto es el denominado “método reverso”. La diferencia entre ambos métodos está en el efecto inflacionario del impuesto, que en el método de mercado se pierde.

- El consultor señala que a pesar de las diferencias que puedan obtenerse en el cálculo de la tasa, la alternativa correcta es trabajar con series reales, o en otras palabras primero inflación, luego impuestos lo que justifica en el hecho de que considerar la ecuación de Fisher requiere incluir expectativas de inflación que pueden resultar muy distintas a la evidenciada

históricamente, provocando una estimación errónea de los componentes del modelo. No se comparte esta justificación ya que la inflación considerada en la ecuación de Fisher es la esperada, que puede haber sido estimada en base al histórico o no, incluyendo esas expectativas mencionadas.

- Se destaca que de acuerdo a lo planteado por el Consultor, el costo asociado a fijar una tasa de costo de capital muy baja es mayor que el costo asociado a una tasa un poco más alta. Su propuesta de un esquema de tipo Real antes de Impuestos no es consistente con esa afirmación ya que el hacer primero inflación y luego impuestos conduce a una subestimación. Esto debe tenerse en cuenta a la hora de determinar la tasa real antes de impuestos.

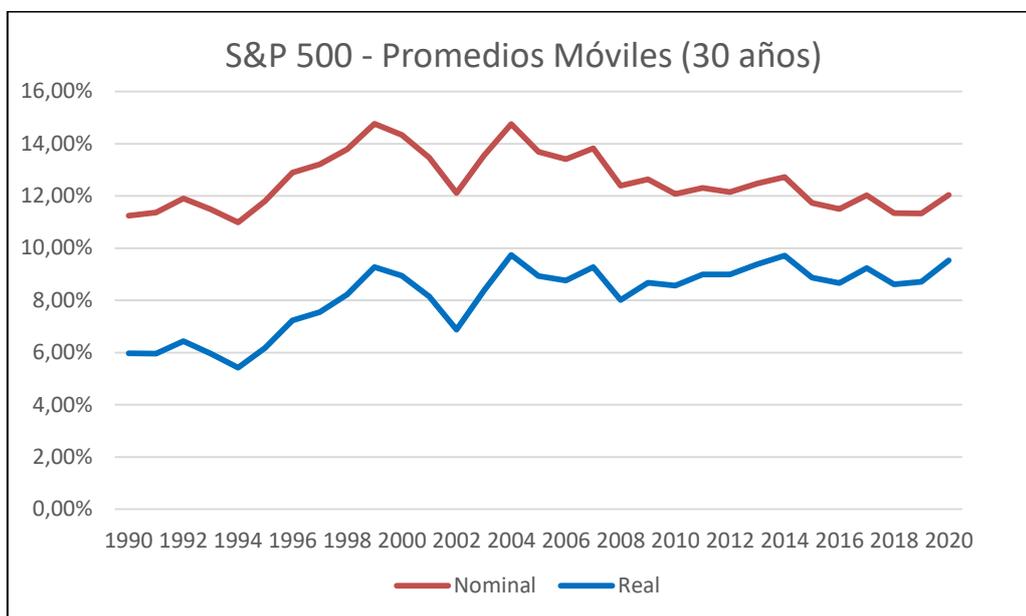
- No resultan claras las ventajas de cambiar el criterio adoptado en revisiones anteriores, pasando a considerar todos los parámetros en términos reales. Dada la complejidad que introduce en el cálculo de cada término, resultando más simple y transparente utilizar todas las series en términos nominales y luego, para la tasa a términos reales antes de impuestos.

Respuesta

Tal como se explicita en el Informe de Avance N°2 - [pág. 10], a pesar de las diferencias que puedan obtenerse en el cálculo de la tasa, se entiende que la alternativa más adecuada para este caso es trabajar con series reales, o en otras palabras, primero considerar la inflación y luego impuestos. La justificación de ello reside en el hecho de que, considerar la ecuación de Fisher requiere incluir expectativas de inflación que pueden resultar muy distintas a las evidenciadas históricamente, provocando una estimación errónea de los componentes del modelo.

Para complementar esta explicación, la figura debajo muestra la evolución del retorno total del mercado, calculada en promedios móviles de 30 años, diferenciando los resultados en términos reales y nominales a partir de 1990. Además, se incluye una comparación de cuál sería el resultado de tomar el promedio de dichos retornos en términos reales frente a utilizar los nominales, transformados a reales mediante la ecuación de Fisher, con una inflación esperada similar a la evidenciada durante el año 2021 (1,39% entre enero 2021 y enero 2020):

Figura 1 – Retorno Total del Mercado Comparado Real vs. Nominal



Fuente: Elaboración Propia en base a NYU Stern - Damodaran

Tabla 1 – Retorno Total del Mercado

S&P 500 (1991-2020)		
Serie	Fisher	Retorno Real
Nominal	12.03%	-
Inflación	1.39%	-
Real	10.50%	9.54%

Fuente: Elaboración Propia en base a NYU Stern – Damodaran y BLS

Como puede evidenciarse, si el cálculo se hiciera a partir de series nominales, el retorno total del mercado nominal menos la inflación esperada resultará sobreestimando el retorno real. Esto se debe a que la inflación histórica ha sido más alta que la esperada en el corto plazo.

Se entiende que la ventaja principal de la aplicación de este método radica en evitar dicha sobreestimación, sin generar ningún costo adicional tanto en materia de acceso a la información como en la transparencia y la simplicidad del cálculo. Se recuerda que se cuenta con series de tiempo de títulos del tesoro de los Estados Unidos ajustados por inflación (TIPS) y la serie de tiempo del Índice de Precios del Consumidor (IPC); las cuales son de acceso público y gratuito.

Por lo anterior, no se comparte la observación realizada.

2.2.1.5 Período de duración considerado

Aporte

No se considera adecuado considerar una ventana temporal de 5 años en el cálculo de la tasa libre de riesgo.

El enfoque financiero debe tener en cuenta las especificidades del sector eléctrico, caracterizado por constituirse por activos de en general, vidas útiles de 20, 30 o más años, y para el que resulta deseable (tanto para los Agentes como para las tarifas que ven los usuarios) brindar señales estables en lo que respecta a la rentabilidad de las inversiones:

- Se considera conveniente usar series más largas para reducir la volatilidad de las mismas.

- No queda claro cuál es el argumento específico que justifica que sea apropiado considerar un período de 5 años, que tal vez, hoy en día pudiera ser el período más representativo en cuanto a la expectativa de evolución de una tasa, cuestión que también es muy discutible. También debe señalarse que al ser una metodología de cálculo que sería la que se considere para las próximas revisiones tarifarias, no hay certeza de que un período de 5 años sea el más adecuado.

- Por otra parte, ese horizonte temporal es sensible a ciclos económicos de mediano plazo que pueden distorsionar una estimación de largo plazo, la cual se asocia a períodos de 10 años o más. En este sentido, determinar una ventana de tiempo de 5 años no contribuye al objeto explicitado de la metodología de “reducir el impacto de la volatilidad coyuntural”.

- Esta ventana temporal implica un cambio de criterio importante respecto a los 30 años de horizonte temporal que se venía considerando para esta serie en las revisiones anteriores que estaba en línea con la duración promedio de los activos de la industria.

- Sin perjuicio de que no se considera adecuado el enfoque financiero adoptado de simplemente determinar una tasa que represente de manera adecuada las expectativas futuras que permita remunerar el costo de oportunidad del capital durante el próximo proceso tarifario sin una visión de mayor plazo, como el sector eléctrico requiere, se realiza una observación respecto a lo argumentado en cuanto a la tendencia verificada en los últimos años respecto a esta tasa libre de riesgo:

Resulta discutible señalar que la tendencia a la baja o el valor en sí efectivamente se mantendrá durante los siguientes años, ya que hoy en día el indicador adoptado presenta valores bastantes cercanos al nulo. De hecho, en la propuesta del consultor se estaría considerando un valor de 0,47% en la componente de tasa libre de riesgo y en tal sentido, ante variaciones de este parámetro dentro del período tarifario se haría necesario, en aras de garantizar la sostenibilidad del sector, ajustar ágilmente este parámetro dentro del mismo período tarifario, señal que se entiende no deseable.

Volviendo a la apreciación sobre la tendencia decreciente de este indicador, cabe señalar que en la misma proyección macroeconómica de la EIA mencionada por el consultor, las tasas nominales para bonos de tesoro a 10 años presentan una tendencia creciente.

- El consultor afirma que *“Optar por ventanas de mayor plazo, como las que han sido utilizadas por URSEA durante la pasada revisión del sector eléctrico (30 años), llevaría a que el valor de esta componente se incremente considerablemente, pudiendo no ser consistente con la historia reciente (alcanzando valores entre 3% y 4% que difícilmente vuelvan a repetirse durante los próximos años)”*. Al respecto se señala que el cambio en el criterio no sólo implica una fuerte reducción en el valor considerado para este parámetro en relación al empleado en revisiones anteriores, sino que además, está librado a una apreciación de

carácter subjetivo como es el de “que difícilmente vuelvan a repetirse durante los próximos años”.

- El consultor señala que “En general, considerar períodos largos para la normalización de las series puede ayudar a reducir la volatilidad de estas, pero con el trade-off de que se pierda de vista la historia reciente”. Corresponde observar que, con el criterio adoptado, con el objetivo de no perder de vista la historia reciente, se pierde totalmente de vista la historia anterior a cinco años. De esta forma, no ayuda a reducir la volatilidad y pondera excesivamente la historia reciente, siendo que nada garantiza que la historia anterior no posea elementos para presentar en alguna medida las expectativas futuras.

- En línea con los comentarios anteriores se observa una frase en el informe en la que se indica: “estamos viviendo un período de la historia económica caracterizado por inusitadas bajas tasas de interés”. En sentido con las observaciones que se plantearon anteriormente surge el cuestionamiento de dar un peso, en los hechos de 100% a una realización que el mismo consultor califica como tan inusual.

- Se observa que se presenta una inconsistencia ante el criterio adoptado en otros parámetros. A saber, se entiende que los argumentos presentados para la fundamentación de la ventana temporal considerada para el Premio por Riesgo de Mercado (r_{M3} 30 años) también son válidos para determinar la ventana a considerar para la tasa libre de riesgo:

- Indica que “existe consenso general de que se debe tomar un período lo suficientemente largo que elimine las anomalías propias del ciclo económico” y que, “mientras algunos reguladores optan por considerar la serie completa (mayor extensión posible), otros prefieren priorizar la historia reciente, tomando en cuenta períodos más cortos, como los últimos 30 años”. Obsérvese que a la hora de evaluar “períodos más cortos”, los reguladores se refieren a ventanas de 30 años, no de 5 años.

- Para la elección de la ventana a considerar para el r_{M3} presenta una comparación ante diferentes ventanas de tiempo, a saber, 1928-2020, 1928-2020 sin posguerra y 1991-2020. Al respecto, indica que “no existen grandes diferencias entre las tres opciones a la hora de calcular el retorno del mercado. En todo caso, como ha sido analizado previamente, la consideración de diferentes ventanas sí tendrá un efecto significativo sobre el componente de tasa libre de riesgo”. Se entiende que esta observación no es correcta ya que, para el caso de la tasa libre de riesgo, las ventanas consideradas presentadas por el consultor variaban entre 1 mes y 30 años. Por tanto, la comparación en este sentido no es válida ya que, de hecho, las ventanas presentadas en uno y otro caso son prácticamente disjuntas.

- Para la elección de la selección del mercado, el consultor realza como una ventaja la consistencia con la elección empleada para el beta. En coincidencia con este aspecto se entiende que es muy importante que en la determinación de otros parámetros (ej.: tasa libre de riesgo país) también se mantenga una consistencia.

Respuesta

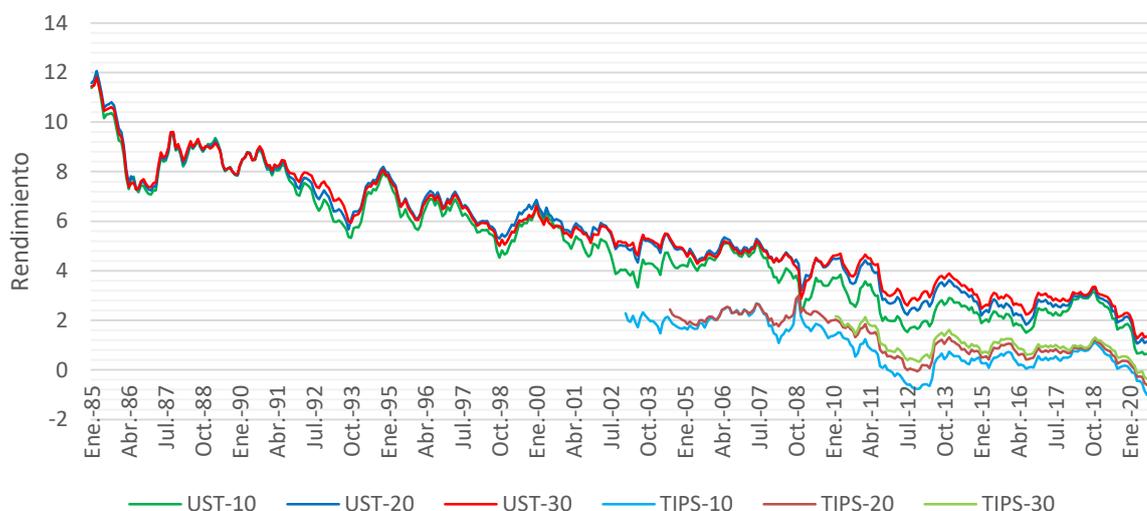
Se responden a continuación los comentarios puntuales:

1. Ventana Temporal de la Tasa Libre de Riesgo: A los fines estrictamente regulatorios, a través del cálculo del modelo WACC-CAPM se busca determinar en última instancia la tasa que permita remunerar el costo de oportunidad del capital durante el próximo proceso tarifario. Dicha tasa debe representar de manera adecuada las expectativas futuras y, por lo tanto, también lo deben hacer sus componentes.

En general, considerar períodos largos para la normalización de las series puede ayudar a reducir la volatilidad de las mismas, pero con el trade-off de que se pierda de vista la historia reciente.

En el caso particular de la tasa libre de riesgo, se observó a través del análisis histórico llevado a cabo en el Informe de Avance N°2 - [pág. 16] que los rendimientos han tenido una tendencia marcadamente decreciente durante las últimas décadas (ver figura y tabla debajo).

Figura 2 - Rendimiento Comparado UST & TIPS Bonds



Fuente: Elaboración Propia en base a datos de la FED (Federal Reserve Board)

Se entiende que considerar una ventana más amplia que cinco años implicaría que la componente tome valores más elevados y no representativos de las expectativas futuras de la tasa libre de riesgo (recordar que el modelo CAPM busca determinar en última instancia la tasa que permita remunerar el costo de oportunidad del capital durante el **próximo** proceso tarifario).

Asimismo, el aspecto de la duración de las vidas útiles de los activos ya es debidamente considerado a la hora de seleccionar la duración del instrumento (TIPS-10). Tal como se indica en el Informe de Avance N°2 - [pág. 15] se consideran instrumentos de mediano plazo (10 años) ya que los mismos resultan consistentes con el horizonte del planeamiento de las inversiones.

2. Ventana Temporal del Premio por Riesgo de Mercado: en el Informe de Avance N°2 - [pág. 29] se explicita que para el cálculo del Premio por Riesgo de Mercado por el método histórico, existe un consenso general de que se debe tomar un período lo suficientemente largo del retorno total del mercado, tal que se elimine las anomalías propias del ciclo económico. Mientras algunos reguladores optan por considerar la serie completa (1928 hasta la actualidad), otros prefieren priorizar la historia reciente, tomando en cuenta períodos más cortos, como los últimos 30 años.

Existen argumentos teóricos para considerar cualquiera de las dos opciones. Duff & Phelps (2017) resumen los principales (ver tabla debajo):

Tabla 2 – Argumentos Historia Reciente vs. Largo Plazo

Historia Reciente	Largo Plazo
<ul style="list-style-type: none"> ▪ El pasado reciente es más apropiado para el inversor, debido a que incluye la información reciente disponible al momento de realizar la inversión. ▪ El comportamiento de los retornos puede variar a lo largo del tiempo. ▪ Los períodos largos incluyen eventos no usuales que pueden no ser una buena representación de la economía en el momento. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Los retornos en el largo plazo muestran una sorprendente estabilidad. ▪ Las observaciones en el corto plazo pueden conducir a proyecciones ilógicas. ▪ Todo período tiene eventos dramáticos y nadie sabe qué eventos de proporciones mayores se pueden encontrar más adelante. ▪ Ley de los grandes números: más observaciones llevan a estimaciones más precisas, en el sentido de menor sesgo.

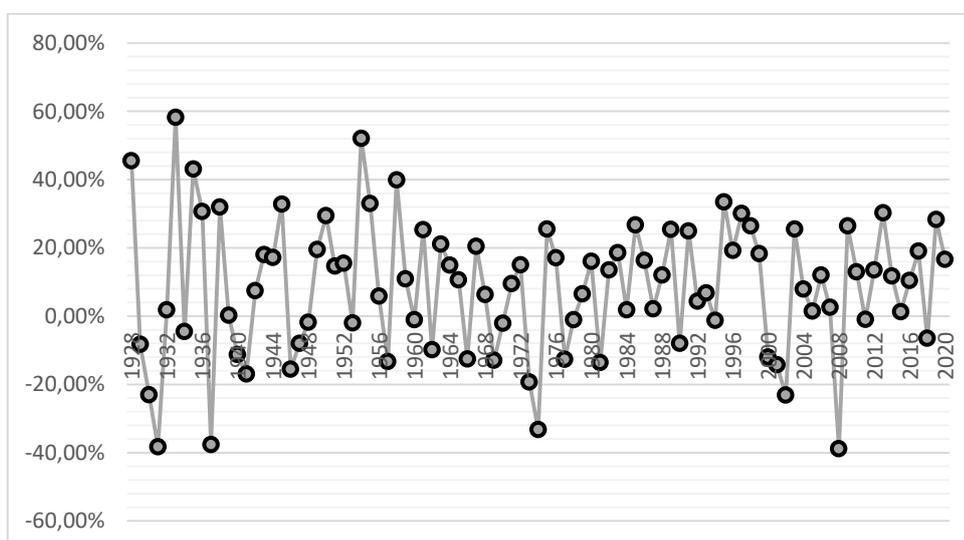
Fuente: Elaboración Propia en base a Duff & Phelps (2017)

Sin embargo, si se analiza la evolución de la serie en el tiempo, puede observarse que:

- Se evidencia un comportamiento marcadamente cíclico a lo largo de toda la serie de retornos.
- No obstante, el comportamiento de los retornos ha variado considerablemente en el tiempo. Durante los primeros años la serie cuenta con una volatilidad muy superior al resto, mientras que en general entre los años 1960 y 1990, dicha volatilidad se reduce pero los valores resultan también inferiores.

En tal sentido, se entiende que considerar un enfoque centrado en la historia reciente resultará ventajoso en términos de la reducción de la volatilidad, así como también más representativo de los retornos esperados durante los próximos años por los inversionistas.

Figura 3 – Retorno Total del Mercado, ajustado por inflación



Fuente: Elaboración Propia en base a NYU Stern – Damodaran

3. Comparación de ventana temporal de la Tasa Libre de Riesgo vs. Premio por Riesgo de Mercado: de los argumentos presentados en los puntos anteriores (1. y 2. de la presente respuesta) se observa que el comportamiento de las componentes tasa libre de riesgo y premio por riesgo del mercado es bien diferente.

La tasa libre de riesgo posee un comportamiento regular de largo plazo, con un descenso gradual de los valores y un nivel menor de volatilidad (asociado en general a distorsiones coyunturales de carácter puntual). Suele presentarse normalizada en períodos de corto plazo (5 años) para evitar justamente estas distorsiones coyunturales, pero tomando en cuenta que los valores alcanzados deben reflejar las expectativas del período tarifario de interés (próximos cinco años).

El retorno total del mercado, por su parte, posee un comportamiento mucho más volátil y marcadamente cíclico. Su normalización se lleva a cabo en períodos suficientemente largos tal que se eliminen las anomalías del ciclo económico (30 años o más).

Las razones presentadas justifican que los criterios de selección de la ventana temporal de cada componente difieran.

En cuanto a la observación de que llama la atención que se realice el cálculo del diferencial de retornos con componentes calculados con ventanas temporales distintas, se recuerda que la ecuación en realidad está restando las expectativas del retorno total del mercado frente a las expectativas de la tasa libre de riesgo. En tal sentido, se están restando expectativas para un mismo período futuro (próximos cinco años).

Asimismo, tomando la ecuación base del modelo CAPM (tal como se explicita en el Informe de Avance N°2 - [pág. 7]):

$$r_E = r_F + r_L + \beta_L \times (r_M - r_F) \quad (1)$$

Dónde:

- r_E es la tasa de retorno o costo de oportunidad del capital propio.
- r_F es la tasa de retorno de un activo libre de riesgo.
- r_L es la tasa adicional de riesgo por contexto del país receptor de la inversión (prima por riesgo país)
- β_L es el coeficiente de riesgo sistémico, que representa la covarianza entre el rendimiento de la industria bajo análisis y el premio por riesgo en el mercado accionario total.
- r_M es el retorno de una cartera diversificada (su diferencia con la tasa libre de riesgo arroja la prima por riesgo de mercado).

Boyle, Evans y Guthrie (2015) destacan que en el cálculo que del modelo CAPM es importante que la componente de tasa libre de riesgo (r_F) sea exactamente la misma en cada uno de sus componentes (mismo instrumento y horizonte temporal). De no ser así se estaría cayendo en una inconsistencia (explicada en la respuesta a la observación original).

Por lo anterior, no se comparte la observación realizada.

2.2.1.6 Duración de los instrumentos considerados

Aporte

En relación a la consideración de instrumentos a 10 años en el cálculo de la tasa libre de riesgo, corresponde destacar que para el caso del sector eléctrico debe considerarse que se trata de un sector de capital intensivo, en el cual la vida útil de los equipamientos a valorizar para los cuales se aspira a brindar señales para la inversión y para su operación y mantenimiento, está en la mayoría de los casos entre los 20 y 30 años. Por tanto, una práctica razonable es la utilización de instrumentos financieros de largo plazo que logren calzar las amortizaciones con los retornos esperados de la inversión. A su vez, debe tenerse presente que la implementación de decisiones de política energética que impactan en este tipo de inversiones, incorporan rigideces por períodos prolongados asociados a la vida útil de los equipamientos.

- Seleccionar un instrumento a 10 años implica un cambio a la metodología que se venía aplicando (bono del Tesoro de EEUU con vencimiento 30 años) en consistencia con la vida útil de los activos en consideración.

Respuesta

Las especificidades de la duración de los activos en el sector eléctrico son recogidas en la selección de la duración del instrumento.

Tal como se explicita en el Informe de Avance N°2 - [pág. 15], debido a que la tasa de retorno es recalculada durante cada proceso tarifario, existen argumentos a favor que la duración promedio del bono a considerar debiera alinearse con dicho período (5 años).

Por el contrario, también se argumenta que puede resultar razonable considerar rendimientos de largo plazo si se entiende que la inversión presenta también esas características (tal como es el caso del sector eléctrico). En ese caso se utilizarían instrumentos de la mayor duración posible (30 años).

Se ha optado por una alternativa intermedia, la cual tiene como principal ventaja que toma en cuenta ambos argumentos. Además, dicha ventana resulta consistente con el horizonte de planeamiento habitual de las inversiones (usualmente 10 años).

Cabe destacar que, en la práctica, los organismos reguladores optan con frecuencia por considerar instrumentos a 10 años, ya sean del Tesoro de los Estados Unidos o de otro mercado desarrollado (ANEL y ARSESP de Brasil, CREG de Colombia, CNE de Chile y AER de Australia).

Por lo anterior, no se comparte la observación realizada.

2.2.1.7 Premio por riesgo país

Aporte

En concordancia con lo planteado para la tasa libre de riesgo, no se considera el período de 5 años el más adecuado. En este sentido se mantienen los comentarios realizados para la tasa libre de riesgo.

Se entiende que debería considerarse un período que logre captar ciertas fluctuaciones cíclicas que se producen en la economía del país, característica especialmente de países emergentes de la región y teniendo en cuenta que Uruguay en su desempeño histórico presenta ciclos económicos y crisis recurrentes en materia financiera.

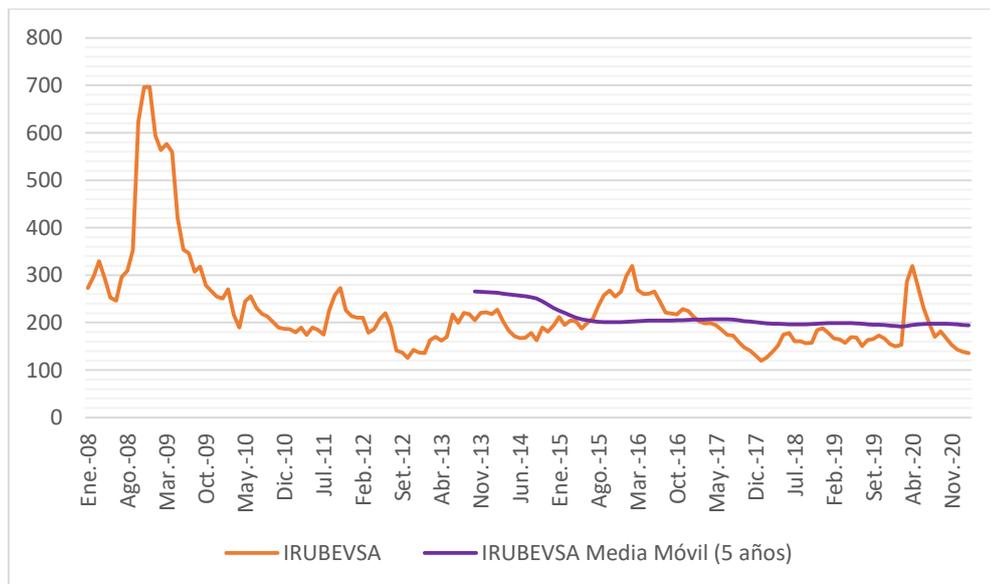
En particular en la experiencia del sector eléctrico uruguayo, en los casos que se han manejado opciones de tan corto plazo en revisiones tarifarias anteriores, el sustento argumental esgrimido fue el de un cambio estructural luego de que Uruguay lograra obtener grado inversor por parte de las calificadoras internacionales. Corresponde señalar que la certeza de que en el mediano plazo se mantenga el grado inversor es ampliamente discutible. No resulta adecuado considerar únicamente los años desde que el país obtuvo esa calificación y por otro lado, descartar años anteriores en los que, los valores del indicador fueron considerablemente mayores, por ejemplo, ante los efectos de una crisis financiera global como la de los años 2008-2009.

Respuesta

Tal como se explicita en el Informe de Avance N°2 - [pág. 23], se considera una ventana temporal de 5 años entendiendo que la misma resulta representativa de los valores del indicador durante la historia reciente. Una ventana de mayor duración podría incluir valores de riesgo demasiado elevados, correspondientes a períodos previos al punto en el cual Uruguay alcanzó el grado de inversión.

De hecho, la figura debajo da cuenta de cómo el promedio móvil de 5 años ha sido casi constante desde julio 2015.

Figura 4 – IRUBEVSA



Fuente: Elaboración Propia en base a datos de BEVSA

Por último, se destaca también que la ventana de 5 años resulta consistente con la seleccionada para determinar la tasa libre de riesgo.

Por lo anterior, no se comparte la observación realizada.

2.2.1.8 Beta de Generación

Aporte

Resulta cuestionable el hecho de que el coeficiente beta correspondiente a la actividad de generación resulte inferior al asociado a las actividades de transmisión y distribución, siendo que se trata de una actividad con un mayor nivel de riesgo. No parece del todo intuitivo que en Estados Unidos, el beta de empresas en la actividad de generación sea inferior al de empresas de redes.

A partir de la información publicada por NYU-Stern Damodaran con la que el consultor propone considerar el valor beta, se observa que no se estarían incorporando a la muestra empresas correspondientes a generación a partir de fuentes renovables.

En su informe el consultor señala que *“en el caso de la generación eléctrica el coeficiente beta corresponde al global de la industria y no al de una tecnología específica”*.

Corresponde observar que esto no es así, ya que de hecho, en NYU-Stern Damodaran se presenta una categoría denominada Green & Renewable Energy, conformada a través de una muestra de empresas correspondientes a generación a partir de energías renovables, que no están incluidas en la categoría considerada para la determinación del valor de beta propuesto por el consultor. En los hechos, se trata de dos conjuntos de empresas distintos.

Se entiende conveniente incluir las empresas clasificadas en la categoría Green & Renewable Energy en la información publicada por NYU-Stern Damodaran a la muestra considerada de empresas según las que se determina el beta de generación, en el entendido de que para el sector eléctrico uruguayo y para UTE, las energías verdes/renovables histórica y actualmente tienen una incidencia muy grande (no comparable con países de la región y destacada a nivel mundial), y de por sí, dada la variabilidad en la disponibilidad de sus recursos naturales para generación, presentan riesgos aún superiores a la media de la generación.

En anexo en concordancia a lo expresado en el párrafo anterior, se muestra un escenario que recoge una alternativa de cálculo del parámetro beta que contempla la participación de las energías renovables. En este sentido, se destaca que existen diferentes alternativas que permitirían contemplar la incorporación de renovables, tanto o más válidas que la presentada.

Respuesta

Se recuerda en primer lugar que la tasa calculada en el presente estudio es una tasa a aplicar únicamente sobre los activos propios de UTE, y no guarda ninguna relación con los contratos con generadores privados

A partir del análisis se constata que las empresas incluidas en la categoría Green Renewable Energy corresponden a generadoras de energía eléctrica en base a fuentes renovables no convencionales y por lo tanto no corresponde que dicho Beta se aplique a toda la potencia instalada de fuentes renovables.

Se propone entonces ponderar los coeficientes beta obtenidos de NYU-Stern Damodaran para los sectores Power y Green Renewable Energy por la capacidad instalada de UTE en cada tecnología.

Se aplica el Beta de Power para aquellas tecnologías de generación convencional (Hidroeléctrica y Térmica).

Se aplica el Beta de Green Renewable Energy para aquellas tecnologías de generación renovable no convencionales.

Capacidad instalada de fuentes de generación- UTE

Tecnología	Capacidad Instalada UTE (MW)	%
Centrales Hidráulicas	593	26,3%
Turbinas de Gas	550	24,4%
Ciclo Combinado	532	23,6%
Motores Reciprocantes	70	3,1%
Parques Eólicos UTE	157	7,0%
Parques Eólicos Co-Propiedad de UTE	347	15,4%
Grupos Diesel	7	0,3%
Total	2256	100,0%
Total Convencional	1752	77,7%
Total ERNC	504	22,3%

Coefficiente Beta desapalancado de Damodaran para energías convencionales y no convencionales

Indicador	Power	Green & Renewable	Promedio Ponderado
Coefficiente Beta Desapalancado	0,42	0,67	0,48

La tabla debajo presenta los resultados al aplicar el ajuste del beta de generación (en comparación con los obtenidos en el Informe de Avance N°3).

WACC Real Antes de Impuestos	Generación
Versión Informe N°3	7,94%
Ajuste del Beta de Generación	8,56%

Dichas consideraciones -tal como fue expresado en párrafos anteriores-, ya fueron recogidas en la metodología de cálculo de la Wacc.

Por lo anterior, se comparte parcialmente la observación realizada.

2.2.1.9 Premio por riesgo de mercado

Aporte

Se coincide con el criterio adoptado de considerar una ventana temporal de 30 años para la determinación del premio por riesgo de mercado. Sin embargo, no se entiende adecuada la consideración de dos ventanas temporales diferentes para hacer el diferencial de los retornos: llama la atención la consideración de dos ventanas temporales diferentes para determinar los distintos parámetros y realizar su diferencia; esto es restar r_F obtenido a partir de una serie de 5 años con r_M obtenido a partir de una serie de 30 años.

Adicionalmente, se observa que el valor presentado de la Tabla 12 del Informe N° 3 correspondería a la diferencia considerada para $r_M - r_F$ y no para r_M .

Respuesta

El comportamiento de las componentes tasa libre de riesgo y premio por riesgo del mercado es diferente.

La tasa libre de riesgo posee un comportamiento regular de largo plazo, con un descenso gradual de los valores y un nivel menor de volatilidad (asociado en general a distorsiones coyunturales de carácter puntual). Suele presentarse normalizada en períodos de corto plazo (5 años) para evitar justamente estas distorsiones coyunturales, pero tomando en cuenta que los valores alcanzados deben reflejar las expectativas del período tarifario de interés (próximos cinco años).

El retorno total del mercado, por su parte, posee un comportamiento mucho más volátil y marcadamente cíclico como se refleja en la figura 3 presentada en la página N° 15 del presente informe. Su normalización se lleva a cabo en períodos suficientemente largos tal que se eliminen las anomalías del ciclo económico (30 años o más).

Las razones presentadas justifican que los criterios de selección de la ventana temporal de cada componente difieran.

En cuanto a la observación de que llama la atención que se realice el cálculo del diferencial de retornos con componentes calculados con ventanas temporales distintas, se recuerda que la ecuación en realidad está restando las expectativas del retorno total del mercado frente a las expectativas de la tasa libre de riesgo. En tal sentido, se están restando expectativas para un mismo período futuro (próximos cinco años).

Asimismo, tomando la ecuación base del modelo CAPM (tal como se explicita en el Informe de Avance N°2 - [pág. 7]):

$$r_E = r_F + r_L + \beta_L \times (r_M - r_F) \quad (1)$$

Dónde:

- r_E es la tasa de retorno o costo de oportunidad del capital propio.
- r_F es la tasa de retorno de un activo libre de riesgo.
- r_L es la tasa adicional de riesgo por contexto del país receptor de la inversión (prima

por riesgo país)

- β_L es el coeficiente de riesgo sistémico, que representa la covarianza entre el rendimiento de la industria bajo análisis y el premio por riesgo en el mercado accionario total.
- r_M es el retorno de una cartera diversificada (su diferencia con la tasa libre de riesgo arroja la prima por riesgo de mercado).

Boyle, Evans y Guthrie (2015) destacan que en el cálculo que del modelo CAPM es importante que la componente de tasa libre de riesgo (r_F) sea exactamente la misma en cada uno de sus componentes (mismo instrumento y horizonte temporal). De no ser así se estaría cayendo en una inconsistencia (explicada en la respuesta a la observación original).

Por lo anterior, no se comparte la observación realizada.

2.2.1.10 Riesgo Regulatorio

Aporte

Se coincide con lo señalado por el consultor respecto a que los parámetros usados para el cálculo son estimados a través de análisis histórico, comparación internacional o incluso construcción de empresas de referencia (artificiales) y que además, si la forma de valorar la base de activos tiene asociado un componente de riesgo de precios, como es el caso del valor nuevo de reemplazo, entonces el riesgo para la actividad será más alto y, consecuentemente, también lo será el costo de capital asociado. Por lo tanto, se entiende que para las actividades de Transmisión y Distribución de energía eléctrica correspondería la aplicación de un premio por riesgo regulatorio.

Para el caso del cálculo del precio de referencia de la potencia, según la reglamentación el valor de la inversión de una unidad generadora de punta y los costos fijos para su operación son determinados cada 3 años en base a valores “representativos” (se han empleado costos estándar y comparaciones con otros países), por lo que se entiende que también correspondería un premio por riesgo regulatorio ante esta incertidumbre.

Pese a que el desarrollo que plantea en un inicio es correcto, el consultor sugiere no considerar esta aplicación del premio por riesgo regulatorio bajo el argumento de que, en Estados Unidos se ha comenzado a incorporar en sus esquemas mecanismos de regulación basada en performance “que incorporan mayores riesgos a las empresas reguladas ante el no cumplimiento de ciertos indicadores de desempeño”. Sin embargo, el único ejemplo que presenta corresponde a California donde indica que se “ha incorporado o estudiado la incorporación de diversas metas durante los últimos años en materia de calidad de servicio, de eficiencia energética, atención a consumidores, confiabilidad y gestión de demanda”. Al respecto, cabe observar que si bien los instrumentos mencionados resultan necesarios para esquemas de regulación, no son estrictamente exclusivos a dichos esquemas, también encontrándose amplias experiencias de aplicación en esquemas de regulación de costo de servicio. Se entiende que la aplicación de esquemas de regulación por incentivos está más ligada a mecanismos como Price cap o Revenue cap, marcados por instancias como las que el mismo consultor señala (tope al precio o al ingreso por un período determinado, costos eficientes, adaptación de redes, valoración de los activos a través de VNR, entre otros), ante lo cual se vuelve a recalcar que este es el caso de las actividades de Transmisión y Distribución en Uruguay.

De esta forma, se plantea la observación de en qué medida esas señales ya se encuentran totalmente incorporadas en los valores considerados. A tales efectos se sugiere analizar la diferencia presente entre empresas de Estados Unidos y Reino Unido, estas últimas, más claramente bajo esquemas de regulación por incentivos, para de esta forma incorporar un diferencial por riesgo regulatorio.

Asimismo, se discrepa en que el esquema aplicado actualmente se asemeje más al de Costo de Servicio. Corresponde señalar que en lo que refiere a la determinación de la remuneración de las actividades de Transmisión y Distribución, se ha venido aplicando el esquema por incentivos establecido en la regulación desde hace ya, una serie de revisiones tarifarias (los mencionados por el consultor: empleo de análisis históricos, comparaciones internacionales, construcción de empresas de referencia (artificiales) así como la forma de valorar la base de activos que tiene asociado un componente de riesgo de precios, como es el caso del valor nuevo de reemplazo).

Finalmente, y no menos importante, se señala la contradicción en no considerarse un riesgo regulatorio en un contexto como el actual en el que se encuentra en pleno proceso de discusión asuntos como la modificación de los costos reconocidos a trasladar a tarifas o aspectos fundamentales del funcionamiento del mercado mayorista (Garantía de Suministro, Potencia Firme, estructuración del Mercado de Contratos), o incluso, esta misma metodología para la determinación de las tasas de rentabilidad.

Respuesta

En primer lugar, debe aclararse que el premio por riesgo regulatorio **no** hace referencia al propio hecho de que se regule la actividad. La transmisión y distribución eléctrica, en su condición de monopolio natural, son actividades típicamente reguladas en el mundo.

Asimismo, el premio por riesgo regulatorio **tampoco** refleja el hecho de que la regulación se encuentre en un proceso de modificación. Este es un aspecto común de las actividades reguladas, donde el proceso regulatorio se encuentra en constante adaptación a los cambios tecnológicos, cambios en el desempeño de las empresas del sector, cambios en los hábitos de consumo de los usuarios y cambios en la coyuntura económica del país de localización, entre otros.

En cambio, el concepto de premio por riesgo regulatorio **refleja específicamente** el retorno adicional que un inversor esperaría obtener por invertir en empresas que son reguladas bajo un régimen de incentivo (en compensación de los mayores riesgos asociados, si existiesen), frente a empresas que sean reguladas por un esquema de costo de servicio.

Ello se debe a que, teóricamente, el coeficiente beta de un activo de una empresa regulada podría depender del tipo de régimen bajo el cual se encuentran reguladas sus tarifas, ya que ello afecta la asignación del riesgo entre los inversores y consumidores.

En la práctica, algunos organismos reguladores han optado por incorporar al cálculo de riesgo sistemático un ajuste por riesgo regulatorio para reflejar este premio, aunque es un aspecto que también ha generado controversias (muchos autores consideran que no debe incorporarse este riesgo adicional).

Una de las metodologías aplicadas en el caso que se desea incorporar un premio por riesgo regulatorio consiste en utilizar el coeficiente beta desapalancado de las empresas de Gran Bretaña (publicado por OFGEM), como una aproximación al mayor riesgo sistemático de un régimen de regulación por incentivos.

Sin embargo, si bien el enfoque general no se ha modificado, en los últimos años los organismos reguladores de los Estados Unidos han comenzado a incorporar en sus esquemas mecanismos de regulación basada en performance (PBR), que adicionan mayores riesgos a las empresas reguladas ante el no cumplimiento de ciertos indicadores de desempeño (replicando entonces el efecto de los esquemas por incentivos). Esto hace que la aplicación de este tipo de ajustes a partir de un componente de riesgo regulatorio resulte obsoleta.

De hecho, si se analiza el coeficiente beta desapalancado proveniente de NYU-Stern Damodaran para utilities de los Estados Unidos frente al coeficiente definido por el OFGEM para utilities de Gran Bretaña (reguladas por esquemas de incentivos), se corrobora el hecho de que hoy en día no existen diferencias entre los coeficientes Beta prácticamente:

Coeficiente Beta Desapalancado USA (NYU-Stern Damodaran)	Coeficiente Beta Desapalancado Gran Bretaña (OFGEM)
0,48	0,45 - 0,50

Fuente: NYU-Stern Damodran y CEER (Council of European Energy Regulators)

En tal sentido, tal como se indica en el Informe de Avance N°2 - [pág. 37], se entiende que no corresponde la aplicación de un coeficiente de riesgo regulatorio.

Por lo anterior, no se comparte la observación realizada.

2.2.1.11 Premio por tamaño

Aporte

Para otorgar un premio por tamaño, el consultor se basa en la cantidad de empleados, el total de activos y las ventas anuales de una empresa. Sin embargo, se entiende que también debería observarse el mercado en el que opera. En particular, corresponde analizar si una empresa como UTE, dentro de un sector eléctrico como el uruguayo, no resulta relativamente pequeña en comparación con empresas del sector eléctrico a nivel mundial.

Respuesta

La consideración del premio por tamaño responde a un hecho empírico. Existe una relación negativa entre el tamaño de la empresa y el retorno esperado. Ésta se debe a factores de riesgo específicos que afectan a las empresas de menor tamaño, tales como:

- Menor flexibilidad de financiamiento (menores oportunidades de acceder al mercado de capitales o financiamiento a través de deuda).
- Menor liquidez.
- Menor transparencia en el reporte de información.
- Menor estabilidad en tiempos de crisis.
- Mayor dependencia de clientes clave y dirección clave.

Por más que UTE pueda resultar comparativamente menor a utilities de otros países desarrollados (ej. Estados Unidos), no se trata de una empresa pequeña. La totalidad de los criterios de clasificación aplicados (tomados del Banco Mundial) indican que se trata de una empresa grande y no corresponde aplicar el diferencial de retorno (ver Informe de Avance

Nº2 [pág. 32]. En este sentido, utilizando los criterios del Banco Mundial, UTE clasifica como una empresa de gran porte incluso en el concierto internacional y comparada con otras utilities de otros países.

Por lo anterior, no se comparte la observación realizada.

2.2.1.12 Spread por riesgo de crédito

Aporte

No se comparte considerar un único spread estándar para las tres actividades considerando la calificación de EIA para empresas del mismo sector y características que UTE en Estados Unidos, en dicho caso, debería utilizarse un riesgo de crédito específico para cada una de las actividades.

Una alternativa para el cálculo del spread sería utilizar una definición endógena del mismo, de manera similar a como se hizo para la estructura de capital, basada en el cálculo del ratio de cobertura de intereses de UTE promedio de los últimos 5 años, por ejemplo. En anexo se presenta esta alternativa de cálculo.

Por otro lado, no se detalla en los informes de avance cómo se realiza el pasaje a términos reales de este spread, ni qué período se considera para hacer el ajuste.

Respuesta

Se entiende que, dado el caso particular de UTE (empresa verticalmente integrada del sector eléctrico), el caso de las empresas Utilities de los Estados Unidos refleja de forma más adecuada el riesgo crediticio del sector en su conjunto, por tratarse de un caso con alta presencia de empresas integradas verticalmente.

En cuanto al pasaje del spread crediticio a términos reales, se ajusta el mismo aplicando la ecuación de Fisher para spreads. La misma consiste en multiplicar el premio por el coeficiente $\frac{1}{(1+\pi)}$, donde π hace referencia a la inflación esperada en dólares, obtenida como el promedio de los últimos cinco años (marzo de 2015 a febrero 2020). Cabe destacar que se trata de un ajuste de menor magnitud, que tiene impacto en el segundo decimal del porcentaje (pasando de 0,85% a 0,84%).

Por lo anterior, no se comparte la observación realizada.

2.2.1.13 Estructura de capital

Aporte

En cuanto al cálculo del ratio de apalancamiento estamos de acuerdo, debido a que este se encuentra en el entorno de la estructura óptima para UTE. Consideramos que no podría, este ratio, apartarse de la estructura óptima.

Con respecto al cálculo en sí mismo aclaramos que hasta 2018 en los estados financieros se presentaban los arrendamientos financieros en el capítulo Pasivos por instrumentos financieros, a partir del 2019 se exponen separados en Pasivo por arrendamiento. En el cálculo del ratio de apalancamiento realizado se están considerando los arrendamientos financieros hasta el 2018 y a partir del 2019 no quedaron considerados. En anexo se presenta esta alternativa de cálculo.

En el anexo adjunto, de las discrepancias manifestadas, se consideró un escenario incorporando un ajuste del beta de generación, una corrección de la estructura de deuda y un ajuste en la determinación del spread por riesgo de crédito. Es importante destacar que restaría considerar un escenario que contemple el impacto de todas las observaciones formuladas en esta instancia por UTE.

Respuesta

En lo relativo al aporte se realizan los siguientes comentarios puntuales:

1. A partir de la información presentada en los Estados Financieros fue posible reproducir el valor de los Pasivos por Arrendamiento para los años 2016 y 2017 (se corrobora que los mismos se encontraban incluidos entre los Pasivos financieros para dichos años).
2. Si se toma la observación de UTE como válida, y se incorporan los Pasivos por Arrendamiento a los componentes de Deuda Financiera de Corto y Largo Plazo para los años 2019 y 2020, ello resulta en un aumento de los valores de la estructura de capital (Ratio $D/(D+E)$), alcanzando un valor promedio del 31,04% (antes del 29,26%), lo cual se observa en tabla debajo.

Definición Financiera Pura - Estados Consolidados - Ajuste Deudas Arrendamientos

Estructura de Capital UTE	Año					Promedio
	dic-16	dic-17	dic-18	dic-19	sep-20	
(1) Activo Total (Mill. \$ UYU)	234.522,6	259.857,8	255.696,3	262.873,7	268.730,2	-
(2) Pasivo Total (Mill. \$ UYU)	110.531,3	128.047,2	128.228,1	134.485,9	136.010,2	-
(3) Capital Propio (Mill. \$ UYU) (1-2)	123.991,3	131.810,6	127.468,2	128.387,8	132.720,0	-
(4) Deuda Financiera CP (Mill. \$ UYU)	5.861,2	4.647,3	4.447,2	5.399,7	5.807,8	-
(5) Deuda Financiera LP (Mill. \$ UYU)	37.847,5	49.905,1	52.495,0	62.141,1	64.108,7	-
b) Ratio $D/(D+E) = (4+5)/(3+4+5)$	26,06%	29,27%	30,88%	34,47%	34,50%	31,04%

3. Sin embargo, se entiende que considerar los estados financieros consolidados resulta en una inconsistencia ya que incluye empresas vinculadas al grupo de interés económico asociado a UTE. En tal sentido se propone como mejora, aplicar el criterio propuesto por UTE sobre los estados financieros separados a diciembre 2020. Ello resulta en una disminución de los valores de la estructura de capital (Ratio D/(D+E)), alcanzando un valor promedio del 27,98% (antes del 29,26%). En la tabla que se presenta debajo se puede observar el valor promedio de este ratio.

Definición Financiera Pura - Estados Separados - Ajuste Deudas Arrendamientos

Estructura de Capital UTE	Año					Promedio
	dic-16	dic-17	dic-18	dic-19	dic-20	
(1) Activo Total (Mill. \$ UYU)	232.808,6	259.585,9	255.124,0	260.088,4	260.669,4	-
(2) Pasivo Total (Mill. \$ UYU)	113.562,2	132.852,6	132.521,3	136.552,2	139.103,7	-
(3) Capital Propio (Mill. \$ UYU) (1-2)	119.246,4	126.733,3	122.602,7	123.536,2	121.565,7	-
(4) Deuda Financiera CP (Mill. \$ UYU)	2.132,1	3.992,9	3.740,7	4.927,9	5.550,1	-
(5) Deuda Financiera LP (Mill. \$ UYU)	34.803,8	40.418,3	42.496,4	50.705,6	51.357,2	-
b) Ratio D/(D+E) = (4+5)/(3+4+5)	23,65%	25,95%	27,39%	31,05%	31,89%	27,98%

El cambio en la estructura de capital, implica un leve incremento de los valores resultantes de la tasa WACC real Antes de Impuestos (frente a la publicada en el Informe de Avance N°3 y la versión del Informe N°3 ajustada por cambios en el beta de generación).

WACC Real Antes de Impuestos	Distribución	Transmisión	Generación
Versión Informe N°3	8,91%	8,55%	7,94%
Versión Informe N°3 y Ajuste en el Beta de Generación (ítem 2.2.1.8)	8,91%	8,55%	8,56%
Ajuste de la Estructura de Capital	8,93%	8,57%	8,58%

Por lo anterior, se comparte parcialmente la observación realizada.

2.2.1.14 Estabilidad de la metodología propuesta

Aporte

El consultor plantea que *“a fines de garantizar la estabilidad regulatoria, se sugiere que, en futuras revisiones se mantenga el mismo enfoque metodológico en cuanto a la determinación de los componentes”*.

En este sentido, de cara a futuras revisiones tarifarias, se entiende necesario relativizar los criterios a adoptar propuestos en estos informes ya que, como se enfatizó a lo largo del presente documento, pueden presentar una importante volatilidad, y por ende, no garantizar la mencionada estabilidad regulatoria.

En particular, se destacan los siguientes puntos donde se pone en duda que la metodología propuesta sea una metodología estandarizada a seguir rígidamente en los próximos cálculos tarifarios, el cual era objetivo de la consultoría:

- Ventanas temporales:

Respecto a la estimación del parámetro tasa libre de riesgo y riesgo país, como se mencionó anteriormente en los respectivos puntos, no se considera adecuada la ventana temporal definida.

- Beta de Transmisión y Distribución:

En el informe de avance N° 3, para la obtención del beta para la actividad de distribución se calcula un factor a partir de datos de transmisión y distribución en distintos países, este factor se aplica sobre el coeficiente beta correspondiente al sector Utility (General) NYU – Stern Damodaran. No se detalla en los informes de avance la metodología a seguir para su cálculo en próximas revisiones, como se seleccionarán los datos ni la fuente de los mismos.

- Pasaje a términos reales de los distintos parámetros:

Se especifica que para aquellos parámetros obtenidos en términos nominales, el pasaje a términos reales se realizará utilizando la fórmula de Fisher, pero en el caso del riesgo de mercado el valor obtenido no coincide con el publicado por Damodaran. No se especifica cómo es considerada la inflación ni a qué período corresponde.

Surge el mismo comentario con respecto al premio por Riesgo País, el IRUBEVSA promedio del período mar-15 a feb-20 es de 193.4, mientras que el valor propuesto (ajustado por inflación) asciende a 1,90%.

Por último, no se detalla en los informes de avance cómo se realiza el pasaje a términos reales del Spread por riesgo de crédito. No queda explicitado qué período se considera para realizar el ajuste.

Respuesta

Se realizan los siguientes comentarios puntuales:

1. Ventanas Temporales: en el caso particular de la tasa libre de riesgo, se observó a través del análisis histórico llevado a cabo en el Informe de Avance N°2 - [pág. 16] que los rendimientos han tenido una tendencia marcadamente decreciente durante las últimas décadas.

Se entiende que considerar una ventana más amplia que cinco años implicaría que la componente tome valores más elevados y no representativos de las expectativas futuras de la tasa libre de riesgo (recordar que el modelo CAPM busca determinar en última instancia la tasa que permita remunerar el costo de oportunidad del capital durante el **próximo** período tarifario).

En el caso particular de la tasa de riesgo país, siguiendo lo presentado en el Informe de Avance N°2 - [pág. 23], se considera una ventana temporal de 5 años entendiendo que la misma resulta representativa de los valores del indicador durante la historia reciente. Una ventana de mayor duración podría incluir valores demasiado elevados de riesgo, datados en períodos previos al punto en el cual Uruguay alcanzó el grado de inversión.

En ambos casos, se recuerda que la normalización de las series temporales (en lugar de utilizar valores spot) otorga una mayor robustez al cálculo de la tasa WACC, al disminuir el impacto de distorsiones coyunturales de corto plazo. Dado que existe un trade-off entre la longitud de la ventana de normalización y la representatividad de los resultados sobre las expectativas futuras, se entiende que esta ventana de cinco años representa la mejor alternativa posible, de acuerdo al análisis histórico realizado sobre cada una de las series.

2. Beta de Transmisión y Distribución: la aplicación del ajuste sobre el coeficiente beta tiene como objetivo cumplir con lo establecido en el Reglamento de transmisión de Energía Eléctrica que en su Artículo 98 indica “...la tasa de rentabilidad reconocida a la transmisión será menor a la reconocida a la distribución porque el riesgo sistemático de la actividad de transmisión es menor” y el hecho de que no se cuente a la fecha con información diferenciada del riesgo sistemático de cada industria.

En el Informe de Avance N°3 - [pág. 7] se presenta en detalle la metodología propuesta, la cual consiste en aplicar un factor de 1,07 sobre el beta correspondiente al sector Utility (General) de NYU-Stern Damodaran para obtener de esta forma el coeficiente beta desapalancado correspondiente a la actividad de Distribución (diferenciándolo del de transmisión).

El valor del factor surge como resultado del promedio del cociente entre valor reconocido para el beta desapalancado de la actividad de distribución y el valor reconocido para el beta desapalancado de la actividad de transmisión, de las experiencias internacionales analizadas (Brasil, Chile y países de la Unión Europea).

En futuros procesos de revisión tarifaria, de permanecer esta limitación en la información disponible, será posible replicar el análisis realizado o mantener el coeficiente de 1,07 (a criterio de la autoridad regulatoria).

3. Pasaje a términos reales de los parámetros: respecto al ajuste del retorno total del mercado, el mismo se realiza siguiendo la ecuación de Fisher, que consiste en ajustar el retorno nominal de cada año por la inflación del mismo año, considerando la siguiente ecuación $r_{m,r} = \frac{1+r_{m,n}}{(1+\pi)}$, donde $r_{m,r}$ es el retorno total del mercado en términos reales, $r_{m,n}$ el retorno total del mercado en términos nominales y π hace referencia a la inflación del año particular.

En cambio, al ajuste del spread crediticio y el premio por riesgo país a términos reales, se lleva a cabo aplicando la variante de la ecuación de Fisher para spreads. La misma consiste en multiplicar el premio por el coeficiente $\frac{1}{(1+\pi)}$, donde π hace referencia a la inflación esperada en dólares, obtenida como el promedio de los últimos cinco años (mar-15

a feb-20). Cabe destacar que se trata de un ajuste de menor magnitud, que tiene impacto en el segundo decimal del porcentaje.

Por lo anterior, no se comparte la observación realizada.

2.2.2 DNE –MIEM

Los aportes realizados por este organismo se encuentran en nota NR 1355-2021

2.2.2.1 Beta de la Industria

Aporte

Las muestras de empresas utilizadas por la fuente de información considerada, tanto para las categorías “Power” como “Utility”, están compuestas por empresas heterogéneas en relación con las actividades que desarrollan (además de las actividades objeto de análisis, se destacan las actividades de comercialización de energía eléctrica, transporte y distribución de gas natural, agua, calefacción y servicios de telecomunicaciones). Por lo tanto, los betas estimados a partir de las mismas reflejan conceptualmente los riesgos asociados a esas actividades, no necesariamente coincidentes con los riesgos de las actividades específicas que se estiman (generación, transmisión y distribución eléctrica).

Respuesta

Si bien es cierto que las categorías “Power” y “Utility” de la base de NYU-Stern Damodaran incluyen una muestra de empresas heterogéneas, se entiende que se trata de la mejor alternativa disponible, considerando que se trata de una fuente de referencia internacionalmente reconocida, comúnmente utilizada y de libre acceso. Por otra parte no existe información de empresas locales o regionales.

En la selección de la metodología de cálculo de la Wacc se procuró obtener una tasa lo más representativa posible del riesgo que enfrentan las empresas reguladas, pero priorizando tomar en consideración fuentes de información gratuitas y públicas. Estas fuentes seleccionadas, refieren a otros mercados y a muestras de empresas que no ajustan exactamente a las locales para las cuales se construye la tasa Wacc.

En particular, respecto a los *beta* o *riesgo sistemático de la industria* del sector eléctrico, se buscó que dichos coeficientes representen de forma más fielmente posible, los riesgos que enfrentan dichas empresas y cumplan con la normativa y la regulación Uruguaya. Por tal motivo fue tomada en cuenta la exigencia establecida por el Artículo N° 98 del Decreto 278/002, Reglamento de Trasmisión de Energía Eléctrica del 28 de junio de 2002 en cuanto dispone que “...la tasa de rentabilidad reconocida a la trasmisión será menor a la reconocida a la distribución porque el riesgo sistemático de la actividad de trasmisión es menor”, tal como queda expuesto en la sección 4.3 del Informe de Avance N° 3 - [pág. 7].

Persiguiendo ese mismo objetivo -tal como queda expresado en la sección 2.2.1.8 del presente documento-, en el beta de generación fue incorporada a la categoría Power de Damodaran la llamada Green & Power Energy que incorpora una muestra de empresas de

generación renovable no convencional, la cual representa una proporción importante de la capacidad instalada propia de UTE.

Cabe destacar que los valores publicados por NYU-Stern Damodaran se encuentran en el orden de los considerados en otras experiencias internacionales (incluidos en el ejercicio de Benchmarking del Informe de Avance N°3 - [págs. 9 a 10]) y tal como se expone en las siguientes tablas:

Coefficiente Beta Desapalancado por Sector NYU-Stern Damodaran

Indicador	Utility (General)	Generación Eléctrica
Coefficiente Beta Desapalancado	0,48	0,42

Fuente: Elaboración propia en base a Damodaran

Betas desapalancados a nivel internacional:

Coefficiente Beta Desapalancado – Benchmarking			
País	Transmisión	Distribución	Año
Chile	0,37	0,59	2016/2017
Brasil	0,34	0,34	2020
Austria	0,40	0,40	2016
Bélgica		0,39	2019
República Checa	0,54	0,54	2015
Alemania	0,40	0,40	2015
España	0,41	0,41	2020
Finlandia	0,40	0,54	2016
Francia	0,37	0,34	2017
Reino Unido	0,45-0,50	0,45-0,50	2012
Italia	0,35	0,39	2020
Lituania	0,33	0,33	2019
Luxemburgo	0,47	0,47	2015
Letonia	0,40	0,40	2019
Países Bajos	0,42	0,42	2021
Noruega	0,42	0,42	2018
Polonia	0,40	0,40	2019
Portugal	0,32	0,34	2018
Rumania	0,35	0,45	2013
Suecia	0,29	0,29	2019
Eslovaquia	0,51	0,51	2020

Por lo anterior, no se comparte la observación realizada.

2.2.2.2 Beta diferenciado

Aporte

La estimación de los betas desapalancados de las actividades de transmisión y distribución eléctrica considera como beta base para aplicar el factor que relaciona los betas desapalancados de ambas actividades el correspondiente a la categoría "Utility". Este último había sido considerado inicialmente como el beta asociado a las actividades de transmisión y distribución eléctrica en forma conjunta. En el marco de la aplicación del factor que relaciona los betas de ambas actividades, el beta de la categoría "Utility" pasa a ser considerado como el beta asociado a la actividad de transmisión. Esta última consideración puede estar sobreestimando los betas desapalancados asociados a las actividades de transmisión y distribución eléctrica.

Respuesta

La aplicación del ajuste sobre el coeficiente beta tiene como objetivo cumplir con lo establecido en el Reglamento de transmisión de Energía Eléctrica, que en su Artículo 98 indica: *"...la tasa de rentabilidad reconocida a la transmisión será menor a la reconocida a la distribución porque el riesgo sistemático de la actividad de transmisión es menor"* y el hecho de que no se cuente a la fecha con información diferenciada del riesgo sistemático de cada industria.

En el Informe N°3 - [pág. 13] que es el ajustado, tomando en cuenta el aporte, se presenta en detalle la metodología propuesta, la cual consiste en aplicar un factor de 1,07 sobre el beta correspondiente al sector Utility (General) de NYU-Stern Damodaran para obtener de esta forma el coeficiente beta desapalancado correspondiente a la actividad de Distribución (diferenciándolo del de transmisión).

El valor del factor surge como resultado del promedio del cociente entre valor reconocido para el beta desapalancado de la actividad de distribución y el valor reconocido para el beta desapalancado de la actividad de transmisión, de las experiencias internacionales analizadas (Brasil, Chile y países de la Unión Europea).

En futuros procesos de revisión tarifaria, de permanecer esta limitación en la información disponible, será posible replicar el análisis realizado o mantener el coeficiente de 1,07 (a criterio de la autoridad regulatoria).

Entendemos que se trata de la mejor alternativa disponible, dadas las limitaciones en la base de datos existente y los requisitos legales previamente mencionados.

Por lo anterior, no se comparte la observación realizada.

Se presenta a continuación los resultados finales alcanzados para el sector eléctrico de acuerdo a los cambios realizados en base a las observaciones de UTE y DNE-MIEM.

Uruguay/Sector y Actividad	Tasa Real Antes de Impuestos (USD)
Electricidad: Generación	8,58%
Electricidad: Transmisión	8,57%
Electricidad: Distribución	8,93%

2.2.3 CONECTA – MONTEVIDEO GAS

Los aportes realizados por estas empresas se encuentran en Nota NR 1184-2021

2.2.3.1 Premio por tamaño

Aporte

El Informe de avance N° 2 revisado considera que debe incluirse un premio por tamaño y a tales efectos, propone considerar como fuente de información a la publicación de Duff & Phelps al respecto. Tal como establece el informe, dicha publicación separa las empresas en deciles para definir la categoría a la cual pertenecen (grandes, medianas, pequeñas y microempresas), tomando como medida la capitalización bursátil.

Considerando que no se cuenta con información sobre la capitalización bursátil de las empresas en Uruguay, el informe propone categorizar a las empresas siguiendo los criterios del Banco Mundial. Estos criterios categorizan a las empresas como micro, pequeña mediana o grande en función de tres variables: número de empleados, total de activos y ventas anuales. De la aplicación de dichos criterios, Montevideo Gas y conecta son consideradas empresas medianas.

Sin embargo, la clasificación por tamaño que realiza la publicación Duff & Phelps es a partir de la información de capitalización bursátil, por lo que la categorización por uno y otro no son comparables.

Según surge de la publicación de Duff & Phelps del año 2020, el último decil que sería el de empresas de menor tamaño consideradas en dicho estudio, corresponde a compañías con capitalización bursátil de USD 2 millones hasta USD 230 millones, por lo cual razonablemente Montevideo Gas y Conecta estarían ubicadas en el mismo y no en los deciles correspondientes a empresas medianas. Según surge de dicha publicación, para el año 2020 el premio por tamaño para las empresas categorizadas en el décimo decil con capitalización bursátil entre USD 2 millones hasta USD 230 millones sería de 4,99%.

La publicación de Duff & Phelps divide a su vez el décimo decil en dos sub grupos, la porción inferior y superior. La porción inferior corresponde a empresas con capitalización bursátil de entre USD 2 millones y USD 120 millones, para las cuales se determina un premio por tamaño de 8,02%. La porción superior corresponde a empresas con capitalización bursátil de entre USD 120 millones y USD 230 millones, para las cuales determina un premio por tamaño de 3,49%. Cualquiera de estos valores se encuentra bastante alejado del premio por tamaño sugerido por el Informe de Avance N° 4 revisado que lo ubica en 0,59%.

Tomar como referencia los criterios de categorización de empresas del Banco Mundial para aplicar el premio por tamaño de la publicación de Duff & Phelps presenta una inconsistencia que hace incongruente el premio por tamaño sugerido en el Informe de Avance N° 4.

Respuesta

Tal como se indica en el Informe de Avance N°2 - [pág. 35], no se cuenta con información de la capitalización bursátil de las empresas.

Por este motivo, se propone una clasificación alternativa, utilizada por el Banco Mundial. La misma consiste en determinar el tamaño de una empresa de acuerdo con tres características: número de empleados, valor total de los activos y monto de ventas anuales. Se utilizan estándares internacionales definidos por el Banco Mundial (ver tabla debajo).

Indicador de Tamaño de la Empresa

En el siguiente cuadro se muestra dicha clasificación.

Indicador	Tamaño			
	Micro Menor a 10	Pequeña Entre 10 y 50	Mediana Entre 50 y 300	Grande Más de 300
Número de empleados				
Total de Activos	Menor a 100.000 USD	Entre 100.000 y 3 Millones de USD	Entre 3 y 15 Millones de USD	Más de 15 Millones de USD
Ventas anuales	Menor a 100.000 USD	Entre 100.000 y 3 Millones USD	Entre 3 y 15 Millones de USD	Más de 15 Millones de USD

Fuente: Banco Mundial

Tomando la información de los estados financieros y la clasificación por valor total de los activos y cantidad de empleados se observa que a las empresas Conecta y Montevideo Gas correspondería el premio por empresa de mediana escala. Por otro lado, si se analiza también el ingreso por actividades (como proxy de las ventas anuales), la empresa Gasoducto Cruz del Sur también formaría parte de esta categoría.

Por lo anterior, no se comparte la observación realizada.

2.2.3.2 Premio por riesgo específico

Aporte

Según surge del Informe de Avance N° 2, a diferencia del sector eléctrico que cuenta con un grado elevado de madurez, la transmisión y distribución de gas por redes son actividades relativamente incipientes en Uruguay, el sector no ha logrado tener un desarrollo sostenible. La cantidad de clientes conectados al servicio se ha mantenido prácticamente constante, siendo del orden de los 60 mil clientes (para ambas distribuidoras de gas) y en su gran mayoría del tipo residencial.

Esto último, se encuentra directamente relacionado con los múltiples obstáculos que enfrentan las empresas del sector para su desarrollo:

- Falta de seguridad de suministro (al ser el gas importado de Argentina).
- Competencia con el GLP, que se trata de un energético sustituto con un alto grado de penetración y a su vez subsidiado por el Estado Nacional.

- Inexistencia de obligación de construcción de ductos de gas para los nuevos edificios, que sí existe en reglamentaciones de otros países.
- Como se establece en el propio informe, los aspectos anteriores son considerados un obstáculo para el desarrollo del sector de distribución de gas por redes. Adicionalmente, los mencionados puntos son específicos de las empresas que operan en la actualidad en Uruguay en dichos sectores. Por lo tanto, su existencia implica un riesgo adicional atribuible a las empresas que operan en el sector.
- Según surge del Informe de Avance N° 2 respecto a la no consideración de un premio adicional por este concepto, la incorporación del beta de empresas de la industria permite considerar el riesgo de abastecimiento. Sin embargo, el beta tomado como referencia corresponde a compañías que operan en Estados Unidos, siendo un país productor de hidrocarburos y no expuesto a un único proveedor como es el caso de las empresas que operan en Uruguay. Por lo tanto, el riesgo adicional por este concepto no estaría adecuadamente recogido por la consideración del beta de empresas de la industria.

Respuesta

Los riesgos específicos del sector para el caso uruguayo han sido considerados y son tomados en cuenta a la hora de proponer la modelación alternativa (diferente a la de un mercado maduro, como el sector eléctrico).

Por otro lado, cabe destacar que al considerar el riesgo sistemático de la industria específico de empresas distribuidoras de gas (y no productoras), el coeficiente beta ya refleja el riesgo de no contar con la fuente de abastecimiento del recurso.

Asimismo, el riesgo político asociado ya se encuentra reflejado en la componente de premio por riesgo país.

Por lo anterior, no se comparte la observación realizada.

Se presenta a continuación los resultados finales alcanzados para las actividades de Transmisión y Distribución de gas por redes. En este caso no se presentan modificaciones.

Uruguay/Sector y Actividad	Tasa Real Antes de Impuestos (USD)
Gas por Redes: Transmisión y Distribución	11,15%

3. CONCLUSIONES

URSEA agradece especialmente los aportes realizados, los cuales han sido analizados pormenorizadamente y han sido una gran contribución para la mejora de la metodología de cálculo de la Wacc.