

RESPUESTAS A LAS CONTRIBUCIONES A LA CONSULTA PÚBLICA:

**Consultoría para Determinar la Valorización de
Instalaciones de Distribución Eléctrica de Media
Tensión y el Cálculo de Cargos a los Usuarios**



Montevideo, Junio de 2019

1. Introducción

En el marco del convenio realizado con la Fundación Ricaldoni, el Directorio de URSEA dispuso la contratación de la consultora BA Energy Solutions para la realización de la consultoría para Determinar la Valorización de Instalaciones de Distribución Eléctrica de Media Tensión y el Cálculo de Cargos a los Usuarios.

Los informes de avance 1 y 2 elaborados en el marco de la consultoría, fueron puestos a Consulta Pública desde el 29 de abril al 20 de mayo de 2019. Corresponde establecer que fueron recibidos únicamente aportes por parte de UTE, los que se responden en el presente documento.

2. Pronunciamiento

Las observaciones y respuestas al informe de avance 1 y 2 se encuentran a continuación.

Observaciones al informe de avance 1

2.1. Aspecto observado “*Actualización de VNR subetapa de transformación ST/MT*”

UTE plantea que en la Tabla 1-1 se presenta un VNR y un AVNR correspondiente a la subetapa de Transformación ST/MT, actualizado a 2017, iguales a 479,42 MMUSD y 47,37 MMUSD/año respectivamente. Pero en ocasión de la última revisión tarifaria de Trasmisión y Subtrasmisión, URSEA determinó y actualizó la remuneración anual correspondiente a esta subetapa resultando en \$ 2.059.914.243 anuales de 2017 (incluye AVNR + CAOYM e Impuesto al Patrimonio) la que fue aprobada por Decreto 65/019. UTE entiende se debe utilizar el valor de la remuneración y la fórmula de ajuste establecidos en el Decreto 65/019.

Respuesta

Para el cálculo del valor actualizado a diciembre 2017, se parte del VNR de base (diciembre 2016) del último estudio realizado para subtrasmisión cuyo valor es de USD 457.163.756 y se utiliza la paramétrica correspondiente a estaciones del Decreto 65/019. Se aclara que no se parte del ajuste total de la remuneración anual pero que el valor de VNR de base es el correspondiente a la mencionada remuneración aprobada de \$ 2.059.914.243.

A los efectos del estudio hubo que realizar la actualización a diciembre de 2017 para que el valor del VNR tuviera la misma fecha de base del cálculo a realizar para el VADE, aplicando la paramétrica del Decreto mencionado.

La planilla de cálculo se encuentra a disposición si resulta necesaria para la comprensión del cálculo.

2.2. Aspecto observado “Mecánica de los ajustes de los cargos de ST”

UTE sostiene que se debería contemplar la mecánica de los ajustes de los cargos de ST con respecto a los ajustes en MT para que exista sincronización entre los mismos.

Respuesta

De acuerdo con el comentario, la sincronización deberá existir y los cargos ser calculados todos en la misma fecha.

2.3. Aspecto observado: “Incorporación de Intereses intercalarios”

UTE manifiesta que en el punto 5.3 el consultor propone adoptar los costos unitarios de inversión de las instalaciones de MT sin la incorporación de los intereses intercalarios ya que los valores entregados por UTE, que no incluyeron estos intereses, se encuentran cerca del límite superior del rango de la comparación que realiza. Al respecto se señala que igualmente se debe incorporar el concepto de intereses intercalares, quedando expresamente indicada su inclusión independientemente del valor considerado en esta ocasión. Estimaciones de UTE producen un valor para los intereses intercalarios para obras de MT cercano a 1%.

Respuesta

Cabe aclarar que los costos unitarios propuestos por UTE, o elaborados por BAES a partir de las UGCC y presupuestos de UTE, incluyen los siguientes costos:

- Cargas sociales: determinadas como la mano de obra imponible multiplicada por 0,714 (71,4%).
- Varios e imprevistos: determinados como la suma de los costos de montaje, materiales del contratista y cargas sociales, multiplicada por 0,1 (10%).
- Ingeniería y administración: determinados como la suma de los costos de montaje, materiales de UTE, materiales del contratista, cargas sociales y varios e imprevistos, multiplicada por 0,12 (12%).

El recargo por cargas sociales es un costo reconocido y su aplicación es propia a la legislación laboral de cada país.

Por otro lado, los valores de los otros costos indirectos considerados por UTE, varios, imprevistos e ingeniería, que en conjunto representan un recargo del 22% están dentro del rango de los aplicados (con conceptos similares o diferentes como stock, gastos generales, ingeniería, intereses intercalarlos, etc.) en otros países de la región (Argentina, Chile y Perú). Este rango es entre el 17% y el 23%.

Tomando en cuenta lo mencionado se considera que el valor total de estos recargos es razonable y suficiente.

2.4. Aspecto observado: “*tasa de actualización presentada*”

UTE presenta varias observaciones con respecto al cálculo del WACC realizado por URSEA.

Respuesta

Las repuestas relacionadas a este tema se encuentran en el Anexo I del presente documento.

2.5. Aspecto observado: “*Cumplimiento de las metas de calidad*”

UTE solicita que se indique cuál es el criterio para determinar que los indicadores de calidad resultantes “muestran un desempeño aceptable de la red adaptada”. Por ejemplo, ¿es aceptable que el 11% de los circuitos ADT3 superen las metas de continuidad según se indica en la Tabla 3-11 y que el 18% de estos circuitos no cumplan con las metas de nivel de tensión como se indica en la Tabla 3-13?

Respuesta

Casi la totalidad de los alimentadores analizados presentan indicadores de calidad de servicio técnico conformes a los fijados como metas en el Reglamento. Los alimentadores cuyos indicadores de calidad calculados han excedido los límites establecidos en la normativa vigente, son en gran medida aquellos de extensa longitud.

Es de observar que la adaptación realizada partió de la red de MT real (incluyendo el equipamiento de protección y maniobra existente), adaptándose principalmente las secciones de los conductores.

A nivel global los indicadores de red por ADT resultan aceptables. Estos indicadores se obtienen como el promedio ponderado por ADT para cada alimentador.

En la siguiente tabla, incluida en el Informe de Avance 1 (Tabla 3-12 Indicadores de Calidad Globales por ADT), se observa cada indicador y se lo compara al límite fijado por el Reglamento:

ADT	Fca Límites MT	Tca (h) Límites MT	Fca Modelado	Tca (h) Modelado	Cantidad de Circuitos
1	1,5	2,5	0,3	0,7	312
2	4	6,8	3,1	6,3	629
3	7	14	5,7	11,4	124
4	11	28	2,9	5,9	175
5	11	28	5,6	11,2	336

A su vez también se analizaron las variaciones de tensión de los alimentadores, considerando su ADT respectivo. En la siguiente tabla, incluida en el Informe de Avance 1 (Tabla 3-13 Circuitos con al menos un nodo fuera de tolerancia), se muestran los alimentadores simulados y se destacan aquellos con excesos en la tolerancia.

ADT	Tolerancia ΔV	Circuitos Excedidos		Circuitos Totales	Porcentaje [%]
		Promedio	Mínimo		
1	$\pm 5\%$	0	0	312	0,0%
2	$\pm 5\%$	0	47	629	7,5%
3	$\pm 5\%$	0	23	124	18,5%
4	$\pm 7\%$	0	10	175	5,7%
5	$\pm 7\%$	0	38	336	11,3%
TOTAL		0	118	1.576	7,5%

Para el caso de las variaciones de tensión promedio, los resultados de la adaptación indican que no hay circuitos (o alimentadores) en los que el nivel de tensión promedio de todos los nodos de cada alimentador excede la tolerancia indicada en la norma.

La columna “Mínimo” se refiere a los circuitos (o alimentadores) en los que al menos el nivel de tensión de un nodo excede la tolerancia indicada en la norma.

Por una parte, es de observar que, conforme lo determinado en la reglamentación vigente, la tolerancia que figura en la tabla 3-13 no aplica al circuito en su conjunto sino a eventuales consumidores conectados en media tensión. En ese sentido, un circuito que no cuente con clientes de media tensión, no podría considerarse como “excedido”. Por otra parte, considerando el hecho de que un circuito excedido debe contar con sólo un nodo con tensión por debajo de la tolerancia, que en este análisis no se tuvieron en cuenta los reguladores de tensión, y que además la tensión en cabecera se consideró nominal, puede concluirse que el desempeño de la red es superior al calculado en este estudio. Debido a esto, el desempeño de la red adaptada es considerado aceptable.

2.6. Aspecto observado: “costos de terrenos SE MT/BT- Incorporación de los terrenos sin información sobre su propiedad”

UTE observa que debería incorporarse un valor estimado para contemplar una porción de los costos de terrenos de SE MT/BT de los cuales no se cuenta información exacta sobre su situación patrimonial y solicita que se incluya su propuesta de extrapolación para la incorporación de los costos de los mismos.

Respuesta

UTE informa que existen una cantidad de terrenos de SE de transformación MT/BT interior que son propiedad de la empresa, y cuyo costo de inversión debe considerarse en el VNR. La información sobre la propiedad de los terrenos de SE de transformación MT/BT interior es la siguiente. En la siguiente tabla, incluida en el Informe de Avance 1 (*Tabla 5-10 Situación patrimonial de los terrenos de las SE MT/BT interior*), se muestra la situación patrimonial de los terrenos de las subestaciones MT/BT interior.

Situación patrimonial	Montevideo	Interior	Total
Comodato	1.079	179	1.258
Propiedad UTE	413	262	675
Sin información	1.095	1.054	2.149
Total	2.587	1.495	4.082

Se optó por valorar aquellos terrenos cuya propiedad se conocía con certeza era de UTE, considerando que las posibles extrapolaciones que se pudieran hacer podrían reflejar o no la situación real de los terrenos cuya propiedad se desconoce, pudiendo incluso llegar a una sobrevaloración del VNR calculado.

2.7. Aspecto observado “Costo de O&M para adaptación de la red MT y para la remuneración”

UTE observa que para la determinación del inventario adaptado se empleó un costo de O&M igual al 10% del costo de inversión (Tabla 3-1). Este valor es muy diferente al considerado luego para la remuneración (5,27% en Informe 2). Este valor mayor podría representar un sesgo en la adaptación realizada hacia instalaciones de menor inversión.

Respuesta

Para la adaptación de las instalaciones del inventario se efectuó inicialmente una adaptación a la tecnología óptima para cada ADT (conductor, postes, etc.), posteriormente se distribuyeron las cargas sobre la red MT (clientes MT y subestaciones de transformación MT/BT), y a continuación se efectuó un flujo de carga por las redes, de manera de obtener la corriente en cada tramo de la red MT.

Con las corrientes en cada tramo de red se seleccionó la sección de conductor, dentro de la tecnología adaptada para ese tramo, que minimizaba el costo total obtenido como la suma del costo de adquisición e instalación, el costo de operación y mantenimiento capitalizado durante la vida útil de la línea y el costo de pérdidas de potencia y energía capitalizado durante la vida útil de la línea.

Es decir, la sección óptima es la que minimiza la función:

$$CT(I)_s = CO\&M_s + CI_s + CP(I)_s$$

Dónde:

- $CT(I)_s$ = es el costo total capitalizado durante la vida útil de la línea de sección s , función de la carga (corriente I transmitida).
- $CO\&M_s$ = es el costo de operación y mantenimiento capitalizado durante la vida útil de la línea de sección s .
- CI_s = es el costo de adquisición e instalación de la línea de sección s .

- $CP(I)s$ = es el costo de pérdidas capitalizado durante la vida útil de la línea de sección s , función de la carga (corriente I transmitida).

El costo de operación y mantenimiento considerado para la adaptación de redes de MT fue del 10% del costos de inversión del costo de adquisición e instalación (obtenido de los presupuestos tipo para cada sección), el que resulta razonable a estos efectos y es el utilizado en el modelo de optimización aplicado.

El valor de los CAOyM anuales de cada alternativa, considerado en el modelo de adaptación de redes como un porcentaje del costo de inversión, mantiene la relación existente entre los costos de inversión iniciales de las mismos, por lo que su modificación, dentro de cierto rango, no afecta los resultados de la selección de la alternativa óptima, más aún cuando se trata de una cantidad discreta entre 2 y 4 alternativas de sección para seleccionar.

Se ha realizado un análisis de sensibilidad, modificando el valor de 10% al valor de 5,27% presentado en el informe de avance 2 y el resultado de la adaptación varía las secciones óptimas en 50 km de líneas MT, es decir menos de un 0,1% del total de la red adaptada, lo que demuestra que la variable del costo de operación y mantenimiento tiene una influencia menor al costo de inversión y pérdidas de energía eléctrica.

Por lo indicado se considera válido mantener el resultado de la adaptación presentado en el Informe de avance 1.

2.8. Aspecto observado: “Clasificación de redes por ADT”

UTE menciona que la asignación de redes de MT por ADT (Informe 1 Valorización MT, Anexo F: Instalaciones adaptadas a la demanda por ADT, sección F.1) no es adecuada. El criterio utilizado partió del supuesto que la ADT de la salida de media tensión se corresponde con la ADT de la estación de subtrasmisión a la cual se encuentra conectada, sin embargo, las salidas pueden atravesar distintas ADTs.

Respuesta

Efectivamente, la clasificación realizada por ADT se realizó en base a la información presentada por UTE en el marco de lo dispuesto en el Reglamento de Calidad del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica – tablas 13 – *Instalaciones de MT para la configuración normal de la red* y 14 – *Instalaciones MT/BT para la configuración normal de la red*.

Por último, corresponde observar que si bien UTE en su contribución (Anexo 2) presenta una tabla con la “clasificación de UTE”, no surge claro el origen de la misma ni la metodología utilizada para obtener dicha clasificación.

Observaciones al Informe de Avance 2

2.9. Aspecto observado: “Uso de la contabilidad regulatoria y exclusión totalidad del concepto de amortizaciones y depreciaciones”

UTE expresa que el uso exclusivo de la Contabilidad Regulatoria para la estimación de los CAOYM de Distribución en Media Tensión no es lo más adecuado, dado que son costos referidos a la red existente y no a la red adaptada. Además, observa que para el cálculo del CAOYM, el Consultor excluyó la totalidad del concepto amortizaciones y depreciaciones, por lo que, los activos destinados a la actividad de CAOYM (como ser edificios, software, flota, etc.) no incluidos en el VNR, no están siendo considerados y deberían serlo.

Respuesta

La metodología utilizada se basó principalmente en la información proveniente de la contabilidad regulatoria de UTE presentada a la URSEA anualmente tal cual establece el “Reglamento de Suministro de información contable con fines Regulatorios” aprobado por URSEA. Esto se debió al hecho de que UTE no se encontró en condiciones de proveer la información necesaria solicitada durante la ejecución de esta consultoría.

De todas formas debe considerarse que para el cálculo de los CAOYM, la Contabilidad Regulatoria no se utilizó en forma aislada ya que se evaluó la razonabilidad de los resultados sobre la base de una comparación (benchmarking) con información correspondiente a revisiones tarifarias recientes de empresas con características similares a UTE.

De los resultados obtenidos se concluyó que los valores propuestos para UTE resultan razonables y se encontraban dentro del rango de empresas de la región.

Por otro lado, en cuanto a la exclusión de las amortizaciones y depreciaciones de la contabilidad regulatoria, cabe señalar que no se obtuvo información de detalle de la composición de este ítem.

Es importante indicar que se incluyeron al 100% algunos conceptos que requerirían de un mayor análisis para justificar su cabal inclusión, como, por ejemplo:

- Diseño y Desarrollo de Productos y Servicios
- Gestionar Relaciones con los Clientes
- Regularizar energía no facturada

2.10. Aspecto observado: “Asignación de costos a la red de MT”

UTE observa que para determinar el CAOYM de Distribución en Media Tensión a partir de la Contabilidad Regulatoria, en el punto 2.2.1 el consultor propone una asignación de costos a la red de MT a partir de ponderadores e indicadores tales como longitud de Red en MT y ventas de energía en MT que no se encuentran justificados y no resultan apropiados.

Respuesta

En el informe de avance 2 se aclara que: Ante la falta de información más precisa, para efectuar la asignación de los CAOyM totales de gestión de las redes del año 2017 (469,6 MM USD) se identificaron los cost-drivers más representativos.

El cost-driver más directo para su aplicación es la longitud de las redes de cada nivel de tensión, subtransmisión, distribución en MT y distribución BT. Sin embargo, este driver no considera la parte del CAOyM que corresponde a la transformación MT/BT, que no depende de la longitud relativa de las redes.

Por este motivo se incorporó como cost-driver adicional la energía vendida en cada nivel de tensión. De esta manera cuanto más energía se vende en BT, se asignan menos costos proporcionalmente a la red MT ya que se requiere mayor capacidad de transformación MT/BT y viceversa.

Como resultado de estos criterios se plantea una ecuación de asignación de costos a la red MT que tiene un término proporcional a la relación entre la longitud de la red MT y la longitud de la red total (subtransmisión, MT y BT), y otro término proporcional a la relación entre la energía vendida en MT y la energía total vendida en todos los niveles de tensión de distribución.

De la misma manera que para el CAOyM de la red de MT, el CAOyM comercial en MT se determinó con una ecuación similar que considera como cost-drivers la cantidad de usuarios MT y la facturación correspondiente a los usuarios de MT, respecto al total de usuarios y a la facturación total.

La mencionada asignación de costos, se valida contra un benchmarking de valores provenientes de estudios tarifarios de empresas distribuidoras de la región, en los

cuales se compraran los CAOYM de la red MT expresados por km de red y referidos al VNR de MT.

2.11. Aspecto observado: “Actualización del valor de CAOYM a partir de estudio del 2001”

UTE elaboró una actualización del cálculo de los CAOYM de Distribución en Media Tensión a partir de un estudio del año 2001 de la Consultora Synex-Mercados Energéticos en el marco del cálculo del VADE obteniendo un valor del 5,5% del VNR.

Respuesta

Se toma conocimiento de los cálculos realizados por UTE, los mismos son muy aproximados al valor determinado en este estudio de 5,27% del VNR.

2.12. Aspecto observado: “Cargo único por potencia contratada y cargos por tramos”

UTE plantea que en el informe se propone un cargo único por potencia contratada sin apertura por tramo horario, sin especificar la condición establecida para subtransmisión de que la potencia contratada en valle es la mayor de los tres tramos y se considera conveniente brindar señales por tramo horario a nivel de MT, utilizando una metodología similar a la aprobada para subtransmisión de forma que genere reglas de juego compatibles entre subtransmisión y media tensión.

Respuesta

Se comparte el comentario de UTE de continuar brindando señales por tramo horario a nivel de MT, utilizando una metodología similar a la aprobada para subtransmisión de forma que genere reglas de juego compatibles entre subtransmisión y media tensión.

En su oportunidad, se solicitaron a UTE los datos necesarios para reproducir el cálculo a partir de dicha metodología y teniendo en cuenta la condición establecida para subtransmisión de que la potencia contratada en valle es la mayor de los tres tramos.

UTE en notas de fecha de marzo 6 y 25 de marzo de 2019 proporcionó los datos para el cálculo en tres tramos de los cargos por peaje. Los mismos fueron calculados y los resultados se muestran en las siguientes dos tablas, en la primera se detallan los cargos propios de la red, fijo y por pérdidas en MT y en la segunda los cargos totales a abonar por clientes conectados en MT:

Cargos del VADE MT - diciembre de 2017					
Cargo fijo MT	CF _{MT}	USD/mes	120,2	\$/mes	3.471
Cargo por potencia contratada en punta red MT	CPcP _{R-MT}	USD/kW.mes	12,55	\$/kW.mes	362,44
Cargo por potencia contratada en llano red MT	CPcl _{R-MT}	USD/kW.mes	11,65	\$/kW.mes	336,45
Cargo por potencia contratada en valle red MT	CPcv _{R-MT}	USD/kW.mes	3,28	\$/kW.mes	94,73
Cargo por pérdida de energía MT	Cpe _{MT}	USD/kWh	0,0053	\$/kWh	0,153

Cargos a usuarios en MT (incluyen subtransmisión) - diciembre de 2017					
Cargo fijo MT	CF _{MT}	USD/mes	120,2	\$/mes	3.471
Cargo potencia contratada en punta MT	CPcP _{MT}	USD/kW.mes	23,20	\$/kW.mes	670,01
Cargo potencia contratada en llano MT	CPcl _{MT}	USD/kW.mes	19,63	\$/kW.mes	566,91
Cargo potencia contratada en valle MT	CPcv _{MT}	USD/kW.mes	4,66	\$/kW.mes	134,58
Cargo por pérdida de energía MT	Cpe _{MT}	USD/kWh	0,0053	\$/kWh	0,153

En el anexo 2 del presente documento, se incluyen los cuadros con los valores de ST a los efectos de arribar al resultado de los peajes que abonarían los clientes conectados al nivel de Media Tensión, que se muestra en la tabla 5 más arriba.

2.13. Aspecto observado: “Cargo por pérdida de energía”

UTE señala que de la metodología utilizada para su cálculo descrita en el punto 4.4 se desprende que se incorpora exclusivamente las pérdidas técnicas de energía, por lo que restaría incorporar las pérdidas no técnicas de energía. En el punto 5.2.3 se indica que “se asume que no existen pérdidas no técnicas en las etapas de transmisión, subtransmisión y distribución MT, ya que estas se concentran en las redes de distribución en BT”. El hecho de que se asuma que no existan estas pérdidas a nivel de MT no significa que los consumidores conectados en MT no deban asumir la cuota parte correspondiente, ya que se generarían asimetrías con los clientes conectados en BT o incluso, los clientes regulados conectados en MT.

Respuesta

Considerando el alcance de esta consultoría, que refiere a la red de Distribución en media tensión, en la misma no se realizó un estudio específico de pérdidas no técnicas ni se dispuso oportunamente de información que permitiera cuantificar las mismas.

En este sentido, no es posible en esta instancia incorporar en el cargo por energía valores numéricos asociados a las mismas.

2.14. Aspecto observado: “Componente comercial de los CAOYM de MT”

UTE señala que en el punto 2.2.2, respecto al componente comercial de los CAOYM de MT, el consultor incorpora el concepto de costos indirectos, pero a su vez, usa ponderadores no debidamente justificados para reflejar la particularidad de los clientes en MT. Por otro lado, no se incluye el componente de costos de reposición de instalaciones de enlace propias del cliente libre, el cual se debe remunerar mediante este componente.

Respuesta

Los ponderadores se definieron de acuerdo a la información existente y se justifican en el Estudio. Dado que se tomó como base la información contenida en la contabilidad regulatoria, y que entendemos en ella la reposición de las instalaciones de conexión de enlaces de propiedad del cliente libre sí está incluida, en definitiva también está incluida en el valor del cargo determinado.

Adicionalmente es importante destacar que los valores totales considerados para los costos comerciales de media tensión fueron comparados con los valores calculados por UTE en el documento "Cargo Fijo tarifario.doc" y, agregando los costos indirectos, son similares a los propuestos.

2.15. Aspecto observado: "CAOyM de SE MT/BT"

UTE indica que en el numeral 2.4 se presenta para el CAOyM de SE MT/BT un valor de 0,87% del VNR MT/BT, igual al promedio de valores de algunas empresas de Argentina y Perú. Este valor no parece adecuado dados los antecedentes de cálculos que se han realizado históricamente. Por ejemplo, la Consultora Synex-Mercados Energéticos realizó un estudio en el año 2001 en el marco del estudio sobre el VADE, utilizando la metodología de empresa eficiente, y el porcentaje correspondiente se estimó en 8,1% del VNR de subestaciones MT/BT. En la actualización realizada por UTE mencionada anteriormente, utilizando indicadores económicos de ajuste y crecimiento de instalaciones, se estimó el porcentaje en 6,9%. Cabe señalar que la diferencia respecto a lo indicado por el consultor es muy grande y es difícil encontrar argumentos técnicos económicos que justifiquen tal variación. Además, si bien se indica que el valor de 0,87% es referencial para los peajes de MT, dicho costo formaría parte de los peajes de BT, por lo cual este valor erróneo no debería utilizarse

Respuesta

El valor propuesto surge del benchmarking referido en el informe 2 y corresponde a una relación que considera las variables CAOyM y VNR de las SE MT/BT. Existen algunos otros factores que podrían tener alguna incidencia en la comparación mostrada en la ilustración 2-5, y que no se han tenido en cuenta en el análisis, ya que no se dispone de tal detalle para las empresas utilizadas en la comparación, como por ejemplo cantidad de SE MT/BT telecomandadas y tipos de SE MT/BT (aéreas, a nivel o subterráneas).

De cualquier manera, no afecta el valor de los cargos a nivel de media tensión. No obstante, en el momento del cálculo de los peajes de BT, este valor puede revisarse con la disposición de una información más detallada y la actualización del benchmarking de comparación contra valores de otros países.

2.16. Aspecto observado: “*Paramétricas de ajuste correspondientes a las estaciones de Subtrasmisión*”

UTE indica que en el punto 7 se señala que “se adoptan los coeficientes establecidos en el Estudio de Subtrasmisión para las estaciones transformadoras” realizado por otro consultor en ocasión de la última Revisión Tarifaria de Trasmisión y Subtrasmisión. Al respecto se señala que la paramétrica correspondiente a esta subetapa fue aprobada por Decreto del Poder Ejecutivo N° 65/019 del 25/02/2019 como resultado de la mencionada revisión. Por lo tanto, no correspondería recalcular esta paramétrica en esta instancia dado que ya está aprobada.

Respuesta

El valor que se ha adoptado de las paramétricas para realizar el ajuste de la subetapa 0 (ET ST/MT) son los aprobados en el Decreto 65/019 sin ningún tipo de modificación.

Se modificará el texto en el informe correspondiente para que la referencia de la paramétrica de ajuste correspondiente a las estaciones de subtrasmisión sea la correcta.

2.17. Aspecto observado: “*Paramétricas de ajuste correspondientes a los costos de MT*”

UTE indica que en el punto 7, los valores de los coeficientes ponderadores presentados en la Tabla 7.1 y en la Tabla 7.7 no coinciden con los indicados en las “fórmulas de actualización de costos resultantes” en el punto 7.1. UTE presenta una propuesta de paramétricas de ajuste basada en la metodología que se desarrolla en Anexo 4. Asimismo, se señala que la actualización debe realizarse también sobre el monto del Impuesto al Patrimonio, que al parecer, ha sido omitido en las descripciones de las paramétricas en 7.1. Por otro lado, se señala que sería deseable que los valores iniciales de los índices usados en las paramétricas se calculen realizando el mismo promedio que al realizarse los ajustes (por ejemplo, si al realizar un ajuste, para determinado índice se considera el promedio de determinados meses, que para la base se tome correspondientemente el promedio de los mismos meses).

Respuesta

El comentario es correcto, las fórmulas presentadas en el punto 7.1 no se corresponden con los valores de las tablas. A continuación, se presentan las fórmulas corregidas:

$$C_{\text{subtransmisión}}^n = C_{\text{subtransmisión}}^0 \times (0,15 \times \text{IPC}^n/\text{IPC}^0 + 0,58 \times \text{IPPDUSA}^n/\text{IPPDUSA}^0 \times \text{TC}^n/\text{TC}^0 + 0,15 \times \text{Selec}^n/\text{Selec}^0 + 0,08 \times \text{Goil}^n/\text{Goil}^0 + 0,04 \times \text{AI}^n/\text{AI}^0 \times \text{TC}^n/\text{TC}^0)$$

$$\text{Clíneas}^n = \text{Clíneas}^0 \times (0,34 \times \text{IPC}^n/\text{IPC}^0 + 0,02 \times \text{IPPDUSA}^n/\text{IPPDUSA}^0 \times \text{TC}^n/\text{TC}^0 + 0,55 \times \text{Selec}^n/\text{Selec}^0 + 0,04 \times \text{Goil}^n/\text{Goil}^0 + 0,05 \times \text{AI}^n/\text{AI}^0 \times \text{TC}^n/\text{TC}^0)$$

$$\text{Cequipos}^n = \text{Cequipos}^0 \times (0,39 \times \text{IPC}^n/\text{IPC}^0 + 0,18 \times \text{IPPDUSA}^n/\text{IPPDUSA}^0 \times \text{TC}^n/\text{TC}^0 + 0,41 \times \text{Selec}^n/\text{Selec}^0 + 0,02 \times \text{Goil}^n/\text{Goil}^0)$$

$$\text{Ccomerciales}^n = \text{Ccomerciales}^0 \times (0,45 \times \text{IPC}^n/\text{IPC}^0 + 0,01 \times \text{IPPDUSA}^n/\text{IPPDUSA}^0 \times \text{TC}^n/\text{TC}^0 + 0,50 \times \text{Selec}^n/\text{Selec}^0 + 0,03 \times \text{Goil}^n/\text{Goil}^0 + 0,01 \times \text{AI}^n/\text{AI}^0 \times \text{TC}^n/\text{TC}^0)$$

$$\text{Cpérdidas}^n = \text{Cpérdidas}^0 \times (\text{PPIUSA}^n/\text{PPIUSA}^0 \times \text{TC}^n/\text{TC}^0)$$

Las paramétricas de actualización se aplican sobre la remuneración total de las distintas subetapas que se componen del costo de inversión, del CAOYM y del Impuesto al Patrimonio, es decir que se ajustan estos tres conceptos de cada subetapa por la misma paramétrica, lo que puede no haber quedado reflejado en su totalidad en el Informe de Avance 2.

Se comparte lo manifestado por UTE respecto a que “*sería deseable que los valores iniciales de los índices usados en las paramétricas se calculen realizando el mismo promedio que al realizarse los ajustes*”, siendo ésta la práctica habitual.

Por último, habiendo analizado la propuesta de paramétricas de UTE así como realizado valoraciones sobre algunos de los ponderadores e índices propuestos, se arriba a las siguientes paramétricas ajustadas que se muestran debajo.

Se sugiere la aplicación de las siguientes paramétricas ya que los índices y ponderadores se considera ajustan en forma más precisa a los diferentes componentes que conforman la Red MT así como a las evoluciones de sus precios.

$$C_{\text{Líneas y Cables}}^n = C_{\text{Líneas y Cables}}^0 \times \left[0,23 \times \frac{IPC^n}{IPC^0} + 0,13 \times \frac{IPPDUSA^n}{IPPDUSA^0} \times \frac{Tc^0}{Tc^n} + 0,43 \times \frac{Selec^n}{Selec^0} + 0,07 \times \frac{Goil^n}{Goil^0} + 0,14 \times \frac{Al^n}{Al^0} \times \frac{Tc^0}{Tc^n} \right]$$

$$C_{\text{Equipos MT}}^n = C_{\text{Equipos MT}}^0 \times \left[0,23 \times \frac{IPC^n}{IPC^0} + 0,13 \times \frac{IPPDUSA^n}{IPPDUSA^0} \times \frac{Tc^0}{Tc^n} + 0,43 \times \frac{Selec^n}{Selec^0} + 0,07 \times \frac{Goil^n}{Goil^0} + 0,14 \times \frac{Al^n}{Al^0} \times \frac{Tc^0}{Tc^n} \right]$$

$$C_{\text{Subestaciones}}^n = C_{\text{Subestaciones}}^0 \times \left[0,24 \times \frac{IPC^n}{IPC^0} + 0,23 \times \frac{IPPDUSA^n}{IPPDUSA^0} \times \frac{Tc^0}{Tc^n} + 0,31 \times \frac{Selec^n}{Selec^0} + 0,06 \times \frac{Goil^n}{Goil^0} + 0,16 \times \frac{Cu^n}{Cu^0} \times \frac{Tc^0}{Tc^n} \right]$$

Dónde:

$C_{\text{Líneas y Cables}}^n$: Costo ajustado de líneas y cables al año “n” en pesos uruguayos.

$C_{\text{Líneas y Cables}}^0$: Costo ajustado de líneas y cables al mes de diciembre de 2017 en pesos uruguayos.

$C_{\text{Equipos MT}}^n$: Costo ajustado de equipos de MT al año “n” en pesos uruguayos.

$C_{\text{Equipos MT}}^0$: Costo ajustado de equipos de MT (protección, maniobra y conexiones MT) al mes de diciembre de 2017 en pesos uruguayos.

$C_{\text{Subestaciones}}^n$: Costo ajustado de subestaciones MT/BT al año “n” en pesos uruguayos.

$C_{\text{Subestaciones}}^0$: Costo ajustado de subestaciones MT/BT al mes de diciembre de 2017 en pesos uruguayos.

IPPDUSA: Índice de precios al productor Electric Power Distribution serie PCU221122221122 de EE. UU. publicado por el Bureau of Labor Statistics of USA en la web <<http://data.bls.gov/cgi-bin/srgate>>.

IPPDUSA ⁿ :	Promedio aritmético de los valores mensuales, incluyendo los datos preliminares, de los últimos 12 meses disponibles previos al mes de noviembre del año “n” del índice IPPDUSA, con dos cifras decimales.
PPDUSA ⁰ :	Valor IPPDUSA IPC correspondiente al mes de diciembre del año 2017, con dos cifras decimales.
IPC:	Índice de precios al consumo (base diciembre 2017) publicado en la página web del Instituto Nacional de Estadísticas, < http://ine.gub.uy/preciosysalarios >.
IPC ⁿ :	Promedio aritmético de los valores mensuales de los últimos 12 meses disponibles previos al mes de noviembre del año “n” del índice IPC, con dos cifras decimales.
IPC ⁰ :	Valores IPC correspondiente al mes de diciembre del año 2017, con dos cifras decimales.
TC:	Precio del dólar estadounidense interbancario billete comprador expresado en \$U/USD publicado en la página web del Instituto Nacional de Estadísticas, http://www.ine.gub.uy/preciosysalarios/cotizacion2008.asp?Indicador=cotizacion .
TC ⁿ :	Promedio aritmético de los valores promedios mensuales de los últimos 12 meses disponibles previos al mes de noviembre del año “n” del precio TC, con dos cifras decimales.
TC ⁰ :	Valor TC correspondiente al mes de diciembre del año 2017, con dos cifras decimales.
Selec:	Salario por jornal de la categoría medio oficial electricista, correspondiente al Grupo 9 Industria de la Construcción y afines, Sub-grupo 01 Industria e instalaciones de la Construcción, Personal incluido en el Decreto Ley No. 14.411, categoría VI, publicado en la página del Ministerio de Trabajo y Seguridad Social < http://www.mtss.gub.uy/index.php?option=com_content&view=category&id=147:1industria-e-instalaciones-de-la-construccion&Itemid==188&layout=default >.
Selec ⁿ :	Promedio aritmético de los valores mensuales de los últimos 12 meses disponibles previos al mes de noviembre del año “n” del precio Selec, con dos cifras decimales.
Selec ⁰ :	Valor Selec correspondiente al mes de diciembre del año 2017, con dos cifras decimales.
Goil:	Precio medio del Gas Oil común sin impuestos expresado en \$U/litro, publicado por la Dirección Nacional de Energía en su página web en la

sección *Publicaciones y estadísticas/Petróleo y Gas/Series estadísticas de petróleo y derivados* en el archivo denominado *Precios medios de derivados de petróleo con y sin impuestos*.

- Goilⁿ: Promedio aritmético de los valores mensuales de los últimos 12 meses disponibles previos al mes de noviembre del año “n” del precio Goil, con dos cifras decimales.
- Goil⁰: Valor del Goil correspondiente al mes de diciembre del año 2017, con dos cifras decimales.
- Al: Precio del aluminio expresado en dólares estadounidenses por tonelada métrica. El valor es publicado por el Banco Mundial en su página web, <http://pubdocs.worldbank.org/en/561011486076393416/CMO-Historical-Data-Monthly.xlsx>. La serie a tomar es la denominada Aluminum.
- Alⁿ: Promedio aritmético de los valores mensuales de los últimos 12 meses disponibles previos al mes de noviembre del año “n” del precio Al, con dos cifras decimales.
- Al⁰: Valor del Al correspondiente al mes de diciembre del año 2017, con dos cifras decimales.
- Cu: Precio del cobre expresado en dólares estadounidenses por tonelada métrica. El valor es publicado por el Banco Mundial en su página web, <http://pubdocs.worldbank.org/en/561011486076393416/CMO-Historical-Data-Monthly.xlsx>. La serie a tomar es la denominada Copper.
- Cuⁿ: Promedio aritmético de los valores mensuales de los últimos 12 meses disponibles previos al mes de noviembre del año “n” del precio Cu, con dos cifras decimales.
- Cu⁰: Valor del Cu correspondiente al mes de diciembre del año 2017, con dos cifras decimales.

2.18. Aspecto observado: “Clausula de ajuste extraordinario por variación del precio del dólar”

UTE propone incorporar una cláusula de ajuste extraordinario por variación del precio del dólar al igual que para la remuneración de subtrasmisión (Decreto del Poder Ejecutivo N° 65/019).

Respuesta

Se comparte esta contribución de UTE; la misma debería ser considerada al momento de la elaboración del proyecto de Decreto del Poder Ejecutivo que apruebe los cargos de peaje objetos de esta consultoría.

2.19. Aspecto observado: “Comparaciones de precios”

Sobre las comparaciones realizadas con otras empresas, UTE indica que se deberían explicitar los criterios para homologar los precios correspondientes a otros países, utilizados para la comparación con los precios de Uruguay. De haber utilizado el criterio de PPP (power purchase parity) es importante conocer los valores de los índices considerados y su fuente. Por otra parte, no se explicitan los criterios para la elección de las empresas que se comparan con UTE, como ser cuán comparables son respecto a densidad de carga, componentes urbano, suburbano y rural, de forma de poder analizar la pertinencia de dicha elección.

Respuesta

Para el benchmarking se utiliza el concepto de Instalación Típica estándar (IT), que se define como el conjunto de materiales dispuestos de una forma preestablecida que componen una unidad de montaje, y que facilitan el diseño de instalaciones eléctricas de distribución, subtransmisión y transmisión y lo presentan de manera sencilla, ordenada y uniforme. Los costos unitarios referenciales de las IT que dispone BAES son los que provienen principalmente de aquellos que surgen en los procesos de revisión tarifaria, considerando empresas e IT con características similares a UTE, y se han homologado los precios a la moneda de referencia típica de la región, o sea el dólar estadounidense, considerando la tasa de cambio vigente en cada país y para la fecha de referencia de los precios en cada caso.

En un proceso de benchmarking se requiere asegurar la “similitud” de las especificaciones técnicas y condiciones de instalación de las IT de las cuales se dispone de costos referenciales y las IT de UTE objeto de la comparación.

No se ha implementado el criterio PPP, simplemente se ha hecho la comparación en dólares referenciados a la misma fecha. A su vez, se detalla que se han homologado los tipos de tecnologías para poder ser comparados los costos unitarios, y de esta manera las características de la empresa pasan a ser un factor secundario, ya que no se están comparando indicadores de performance y no influyen en la comparación de costos unitarios.

Finalmente, los valores de referencia de los otros países se han utilizado para definir un “rango de variación de precios” para cada tipo de instalación, contra los que se comparó el valor de los presupuestos tipo elaborados por UTE. Como resultado fueron validados estos presupuestos informados por UTE, es decir que los valores de referencia internacionales no fijaron ningún precio para la valorización del inventario de instalaciones adaptado.

2.20. Aspecto observado: “Corrección de valor”

UTE señala que en el tercer párrafo del punto 2.2 se menciona 117,2 MMUSD. Se entiende que debería de decir 125,841 MMUSD tal como aparece en la Tabla 2-2.

Respuesta

Se comparte la observación. La tabla 2.2 indica el valor correcto de 125,841 MMUSD. Se corregirá el párrafo observado.

2.21. Aspecto observado: “Valor de Perú en la comparación de precios”

UTE señala que en la Ilustración 2-3, si el valor de Perú no es comparable, como señala el propio documento, no debería aparecer en la figura ni referenciarse al mismo en la verificación.

Respuesta

El valor se mantuvo ya que en todas las demás comparaciones se utilizan los valores correspondientes a la distribuidora de Perú.

Entendemos que explicando la razón del bajo valor de CAOyM MT comercial por usuario no es necesario eliminar el dato correspondiente a la distribuidora de Perú, si bien no se considera como elemento de comparación.

2.22. Aspecto observado: “Actualización de peajes de MT para su aprobación”

UTE indica que para la aprobación de los peajes MT deberá realizarse la actualización por paramétricas al año correspondiente, dado que los valores de acuerdo a la metodología presentada en la Consulta Pública son a diciembre de 2017.

Respuesta

Se comparte lo planteado por UTE. Tal como se realizó en los cálculos anteriores, para la aprobación de los peajes MT, se presentarán los valores actualizados con las paramétricas a la fecha que corresponda.

2.23. Aspecto observado: “Cargos por potencia excedentaria”

UTE señala que deberían de incorporarse cargos por potencia excedentaria como fue realizado para los cargos de ST (Decreto 64/019).

Respuesta

Los cargos por potencia excedentaria son penalizaciones por excederse de determinadas potencias contratadas, y no guarda una relación estricta y directa con el costo del servicio de distribución, por lo que no quedó comprendido dentro del alcance de esta consultoría.

Si bien es cierto se han venido incorporando en los decretos de peajes aprobados con anterioridad, es de observar que los mismos no han sido calculados por la URSEA hasta el momento.

2.24. Aspecto observado: “Cargos por potencia reactiva”

UTE consulta sobre la posibilidad y conveniencia de incluir a nivel de peajes cargos por potencia reactiva.

Respuesta

La definición de cargos por potencia reactiva se podría asimilar a establecer un incentivo para evitar la utilización indeseada de las redes de distribución. No se ha considerado en el presente estudio. Es de observar, por otra parte, que incorporar cargos de ese tipo no afectarían al monto total de la remuneración sino a cómo se reparte la misma.

Anexo 1 - ANÁLISIS DEL CÁLCULO DE LA TASA DE RENTABILIDAD PARA LA DETERMINACIÓN DE LA ANUALIDAD DE MT – Marzo 2019.

Introducción

El presente informe tiene como objeto realizar algunos comentarios respecto a la determinación de la tasa de rentabilidad a utilizar en el cálculo de la valorización de las instalaciones de distribución eléctrica de media tensión (MT) y el cargo a los usuarios, referidos en el documento “Consultoría para determinar la valorización de instalaciones de distribución eléctrica de media tensión y el cálculo de cargos a los usuarios – Informe de avance 1” de marzo 2019 realizado por la consultora BA Energy Solutions.

Tasas de rentabilidad del capital

Para la determinación del Costo de los Fondos Propios (K_e), se utiliza la metodología CAPM (Capital asset pricing model). Para el costo de la deuda (K_d) se adopta un enfoque similar al del capital propio, es decir, se trata de añadir a la tasa libre de riesgo las primas de riesgo adicionales. Se determina como la tasa libre de riesgo más el riesgo soberano más un riesgo específico o de actividad.

Para la ponderación y cálculo del costo promedio de capital, se utiliza la metodología WACC (Weighted Average Cost of Capital). Se entiende que la metodología descrita es adecuada y cuenta además con mucho consenso a nivel internacional.

De todas maneras, al igual que en las revisiones pasadas de Subtransmisión (ST) y Transmisión (T), y como fuera señalado en dichas oportunidades, se mantienen discrepancias en algunos de los criterios utilizados para la determinación de la tasa.

A continuación se resumen las principales observaciones planteadas por UTE.

1) Riesgo específico de deuda:

UTE plantea que en el cálculo no considera otros riesgos asociados al costo de la deuda más que el riesgo país. Se entiende que debería incluirse una prima adicional que contemple el riesgo implícito de la actividad de distribución en el costo de la deuda.

ANEEL por ejemplo, en las últimas revisiones tarifarias utilizó para el cálculo de la deuda, una prima adicional para Distribución de 3,37%.

Respuesta:

El reconocimiento de una prima adicional sobre la deuda debería resultar de un estudio empírico del diferencial de rendimientos entre las fuentes de endeudamiento de UTE, en particular las obligaciones negociables y los títulos soberanos de similares características.

Por lo antes mencionado, no se comparte la utilización de una prima adicional propia para distribución en este caso.

2) Riesgo país:

No parece adecuado utilizar una serie tan corta (6 años) para la estimación del riesgo país. Considerándose que sería conveniente considerar una serie más larga, 10 años como mínimo. Corresponde destacar que existen indicadores como ser el UBI calculado por República AFAP o el Embi+ elaborado por JP Morgan disponibles desde antes del año 2000.

Respuesta:

Se tomaron los datos desde el momento en que nuestro país alcanzó el grado inversor, lo cual se considera un criterio adecuado para el cálculo propuesto.

La inclusión del período de crisis podría provocar perturbaciones en los resultados finales del riesgo país, ya que no es un período crediticio normal. Su exclusión pretende aislar este efecto del cálculo de forma de no introducirle valores “atípicos”.

3) Otros:

- a) Inflación de USA. La estimación utilizada (2.57%). Parece alta. Previsiones especializadas a largo plazo, dan estimaciones más cercanas al 2%.

Respuesta:

Para estimar la tasa de inflación anual de EEUU en el horizonte temporal de referencia del presente análisis, se utiliza la tasa de inflación promedio anual del período 1983 – 2017, la cual asciende a 2,57 %. En los valores históricos se observan años en los que la misma fue mayor que 2% alcanzando valores entre 3 y 4% anual. La utilización de valores históricos o proyectados es un tema a discutir para próximas revisiones tarifarias.

b) En el documento de BA Energy Solutions, se expone un cuadro de donde resulta la tasa sugerida (9,17%).

UTE plantea que: “Allí se realiza el cálculo de una tasa mínima (8,38%) y otra máxima (9,96%), que difieren en dos puntos, por un lado en la estimación de la Tasa de retorno de Mercado, ambas consideran la misma serie, sin embargo, la primera utiliza el promedio geométrico y la segunda el promedio aritmético. Entendemos que es más apropiado considerar este último”.

Respuesta:

Respecto a la utilización del promedio aritmético o el promedio geométrico existen otras fuentes en la literatura especializada que plantean otras posturas como ser la utilización del promedio geométrico o incluso valores intermedios entre ambos promedios. Asimismo, la metodología debe guardar consistencia con el contexto de los antecedentes regulatorios para la actividad de transmisión eléctrica de Uruguay, por lo cual se obra en consecuencia con dichos antecedentes.

Asimismo UTE manifiesta que: “La otra diferencia es en el método de cálculo de la tasa real antes de impuestos. Allí se realiza el cálculo de una tasa mínima utilizando un método (Mercado) y el otro para la tasa máxima (Reverso). Luego se hace un promedio para la estimación puntual de la tasa a sugerir.

En el mismo informe, luego se describe solo uno de los métodos, el denominado de mercado, no haciendo referencia al método de reverso en dicho informe.

Entendemos que la utilización del “método de mercado” es incorrecta para pasar de la tasa nominal después de impuestos a la real antes de impuestos. 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”.

Respuesta:

Sobre este punto se plantea que no existe consenso de la literatura especializada, respecto a la superioridad de un método de mercado sobre el otro.

c) Para el cálculo de la tasa no se considera un ajuste al Beta relativo al riesgo regulatorio a la actividad correspondiente, entendemos que más allá que aún

no contamos con un valor cierto para el mismo, debería tenerse en cuenta en la forma de cálculo.

Respuesta:

El ajuste por riesgo regulatorio es realizado habitualmente a través del diferencial de los betas medios desapalancados de empresas de distribución del mercado inglés y del mercado estadounidense, pues el régimen regulatorio inglés es de tipo price-cap. Se considera que en el caso del sector eléctrico uruguayo no resulta adecuado realizar este ajuste por percibirse que este riesgo regulatorio no es significativo en la realidad presente de la empresa.

ANEXO 2: Valores de los cargos en la etapa de subtransmisión para usuarios MT

Cálculo de los cargos de la etapa ST para usuarios MT - diciembre 2017				
Cargo ST pico - Pcp	USD/kW.mes	10,39	\$/kW.mes	299,95
Cargo ST llano - Pcll	USD/kW.mes	7,78	\$/kW.mes	224,65
Cargo ST valle - Pcv	USD/kW.mes	1,34	\$/kW.mes	38,77
Factor de pérdidas de potencia en distribución MT		1,0258		1,0258
Cargo ST pico - Usuarios MT	USD/kW.mes	10,65	\$/kW.mes	307,57
Cargo ST llano - Usuarios MT	USD/kW.mes	7,98	\$/kW.mes	230,46
Cargo ST valle - Usuarios MT	USD/kW.mes	1,38	\$/kW.mes	39,85