

# MERCADOS ENERGÉTICOS CONSULTORES



## REMUNERACIÓN ANUAL DE REDES DE TRANSMISIÓN Y SUBTRANSMISIÓN ELÉCTRICAS, Y SUS FÓRMULAS DE ACTUALIZACIÓN

### INFORME PRINCIPAL Y RESUMEN EJECUTIVO

Preparada para:

**ur|s|e|a** unidad reguladora de  
servicios de energía y agua

Diciembre, 2012

M 1355



---

## INFORME PRINCIPAL Y RESUMEN EJECUTIVO

### CONTENIDO

<b>INFORME PRINCIPAL.....</b>	<b>3</b>
1. ANTECEDENTES .....	3
2. OBJETIVOS DEL PROYECTO .....	3
3. ALCANCE DEL ESTUDIO.....	3
4. ORGANIZACIÓN DEL INFORME .....	4
<b>RESUMEN EJECUTIVO .....</b>	<b>6</b>

---

## INFORME PRINCIPAL

### 1. ANTECEDENTES

La Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA) tiene, entre sus cometidos examinar en forma permanente las tarifas y precios correspondientes al servicio de energía eléctrica.

La normativa vigente establece un régimen de remuneración para transmisores y distribuidores, funciones que en todo el país viene desempeñando la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE). Está previsto que la definición técnica de dichas remuneraciones anuales se realice cada cuatro años, en base a cálculos de costos eficientes de inversión, operación y mantenimiento de las instalaciones. Se prevé usar los valores obtenidos para dichas remuneraciones tanto en la determinación de las tarifas a clientes regulados de UTE así como en el cálculo de los peajes a pagar por usuarios libres (generadores y Grandes Consumidores).

En el año 2004 la URSEA elevó al Poder Ejecutivo una propuesta de valores de remuneración anual de transmisión (RT) y valor agregado de distribución (VADE), con sus fórmulas paramétricas de ajuste anual. En el estudio de distribución se incluyó el Valor Agregado de Subtransmisión (VAST).

En el año 2007, en base al estudio de URSEA y la opinión de UTE, el Poder Ejecutivo definió la RT para ese año y su paramétrica de ajuste (Decreto 228/2007). Ese valor fue utilizado en la determinación de los peajes de dicho año.

En el año 2011 la empresa UTE presentó al Poder Ejecutivo una propuesta de valores anuales de remuneración para sus redes de tensión mayor a 30 kV (tensiones de 500, 150, 63 y 31,5 kV), así como de cargos a pagar por los generadores y grandes consumidores conectados en esos niveles de tensión.

### 2. OBJETIVOS DEL PROYECTO

El objetivo de los servicios de consultoría es asesorar a la URSEA para determinar la remuneración de las instalaciones del sistema de transmisión y de Subtransmisión que regirá durante el año 2013 y su modalidad de ajuste a futuro, a través de:

- La determinación del valor de la remuneración técnica anual de las instalaciones de transmisión de energía eléctrica del país (RT),
- La determinación del valor de la remuneración técnica anual de las instalaciones en tensiones de 63 y 31,5 kV (RST) del Uruguay
- La definición de las fórmulas paramétricas de ajuste anual de los valores anteriores.

### 3. ALCANCE DEL ESTUDIO

Para el cumplimiento de los objetivos se aplicarán los lineamientos metodológicos establecidos por los reglamentos del sector eléctrico, en particular en los Reglamentos de transmisión (Decreto 278/2002) y Distribución (Decreto 277/2002), así como el Decreto 228/2007 que establece la metodología de cálculo de los cargos de transmisión. La consultoría se divide en las siguientes tres actividades en las que deberán cumplirse, pero no limitarse, los siguientes alcances:

---

## **1. Cálculo del RT (Remuneración de la Transmisión)**

El estudio deberá determinar:

- a. La Anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo (AVNR) de las instalaciones de transmisión, detallando:
  - i. Inventario de estaciones y líneas a reconocer, con base en la red existente
  - ii. Valores unitarios de cada instalación, incluyendo el detalle de los componentes de las instalaciones de transmisión y de su correspondiente valorización.
  - iii. La tasa de rentabilidad del capital, a utilizar para el cálculo de la anualidad
- b. Los costos eficientes de administración, operación y mantenimiento (CAOyM)
- c. Otros costos necesarios para desarrollar la actividad

Deberán tenerse en cuenta los antecedentes existentes para Uruguay y otros países (Brasil por ejemplo).

## **2. Cálculo del RST (remuneración de la Subtransmisión)**

El estudio deberá determinar:

- a. La Anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo (AVNR) de las redes en tensiones de 63 y 31,5 kV, y subestaciones de transformación 31,5-63 / 15-6 kV, detallando:
  - i. Inventario de estaciones y líneas a reconocer, con base en la red existente
  - ii. Valores (VNR) unitarios de cada instalación
  - iii. La tasa de rentabilidad del capital, a usar para el cálculo de la anualidad.
- b. Los costos eficientes de administración, operación y mantenimiento (CAOyM)
- c. Otros costos necesarios para desarrollar la actividad

## **3. Fórmulas de ajuste**

En materia de ajuste anual de los cargos, se determinarán fórmulas paramétricas que contemplen los costos asociados en la actividad de transmisión y en la de subtransmisión. Tales fórmulas sustituirán a las vigentes en el momento.

## **4. ORGANIZACIÓN DEL INFORME**

- **Informe Principal y Resumen Ejecutivo**
- **Cap. N° I Tasa de Rentabilidad del Capital**
- **Cap. N° II Valor de Ajuste de la Remuneración**
- **Cap. N° III Valor Nuevo de Reemplazo de Trasmisión**

- 
- *Inventario transmisión*
  - *Valor nuevo de reemplazo de Transmisión*
  - **Cap. N° IV Valor Nuevo de Reemplazo adaptado Subtransmision**
    - *Inventario*
    - *Valor nuevo de reemplazo de Sub Transmisión*
  - **Cap. N° V Costo de Operación y Mantenimiento Eficiente**
  - **Cap. N° VI Remuneración Anual Transmisión**
    - *Remuneración Anual*
    - *Actualización de Diciembre 2012*
    - *Separación Generación y Clientes Libres*
  - **Cap. N° VII Remuneración Anual de Subtransmisión**
    - *Remuneración Anual*
    - *Actualización de Diciembre 2012*

## RESUMEN EJECUTIVO

La Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA) tiene, entre sus cometidos examinar en forma permanente las tarifas y precios correspondientes al servicio de energía eléctrica.

La normativa vigente establece un régimen de remuneración para transmisores y distribuidores, funciones que en todo el país viene desempeñando la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE). Está previsto que la definición técnica de dichas remuneraciones anuales se realice cada cuatro años, en base a cálculos de costos eficientes de inversión, operación y mantenimiento de las instalaciones. Se prevé usar los valores obtenidos para dichas remuneraciones tanto en la determinación de las tarifas a clientes regulados de UTE así como en el cálculo de los peajes a pagar por usuarios libres (generadores y Grandes Consumidores).

El **objetivo de los servicios de consultoría** es asesorar a la URSEA para determinar la remuneración de las instalaciones del sistema de transmisión y de Subtransmisión que regirá durante el año 2013 y su modalidad de ajuste a futuro, a través de:

- La determinación del valor de la remuneración técnica anual de las instalaciones de transmisión de energía eléctrica del país (RT),
- La determinación del valor de la remuneración técnica anual de las instalaciones en tensiones de 63 y 31,5 kV (RST) del Uruguay
- La definición de las fórmulas paramétricas de ajuste anual de los valores anteriores.

Para el cumplimiento de los objetivos se aplicaron los lineamientos metodológicos establecidos por los reglamentos del sector eléctrico, en particular en los Reglamentos de transmisión (Decreto 278/2002) y Distribución (Decreto 277/2002), así como el Decreto 228/2007 que establece la metodología de cálculo de los cargos de transmisión. **El trabajo se divide en las siguientes tres actividades:**

### 1. Cálculo del RT (Remuneración de la Transmisión): se determina

- a. La Anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo (AVNR) de las instalaciones de transmisión, detallando:
  - iv. Inventario de estaciones y líneas a reconocer, con base en la red existente
  - v. Valores unitarios de cada instalación, incluyendo el detalle de los componentes de las instalaciones de transmisión y de su correspondiente valorización.
  - vi. La tasa de rentabilidad del capital, a utilizar para el cálculo de la anualidad
- b. Los costos eficientes de administración, operación y mantenimiento (CAOyM)
- c. Otros costos necesarios para desarrollar la actividad

### 2. Cálculo del RST (remuneración de la Subtransmisión): se determina:

- a. La Anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo (AVNR) de las redes en tensiones de 63 y 31,5 kV, y subestaciones de transformación 31,5-63 / 15-6

---

kV, detallando:

- iv. Inventario de estaciones y líneas a reconocer, con base en la red existente
  - v. Valores (VNR) unitarios de cada instalación
  - vi. La tasa de rentabilidad del capital, a usar para el cálculo de la anualidad.
- b. Los costos eficientes de administración, operación y mantenimiento (CAOyM)
  - c. Otros costos necesarios para desarrollar la actividad

### 3. Fórmulas de ajuste

En materia de ajuste anual de los cargos, se determinan fórmulas paramétricas que contemplen los costos asociados en la actividad de transmisión y en la de subtransmisión.

#### TASA DE RENTABILIDAD DEL CAPITAL

Una de los objetivos fundamentales de un marco regulatorio para industrias de servicios públicos por redes es lograr la sustentabilidad económica del sector a largo plazo. Para eso es preciso reconocer a los operadores del sistema una rentabilidad que guarde relación con los costos económicos para un inversor racional y que sea similar a otras actividades de riesgo comparable.

La remuneración del capital dependerá de la definición de la base de capital y de la tasa de retorno aplicada sobre esa base. La tasa de retorno representa el costo de oportunidad de los recursos usados para la prestación del servicio, compatible con el riesgo asociado al desarrollo de tal actividad.

La práctica regulatoria internacional para determinar el costo de capital muestra cada vez más un mayor consenso en el uso de métodos estandarizados. Esa estandarización en la búsqueda por fortalecer las buenas prácticas regulatorias en los sectores de servicios públicos por redes, promueven la transparencia y ofrecen menor incertidumbre sobre cuáles son los elementos determinantes de la tasa de retorno reconocida. De esta forma, mediante la observación de reglas de juego claras y transparentes, se busca aumentar la competencia en los flujos de inversión así como también aumentar la certidumbre al interior del sector.

Considerando que la expansión, operación y mantenimiento de las redes se financian con capital propio y endeudamiento, la inmensa mayoría de las prácticas regulatorias prefiere la determinación de la tasa de retorno de capital a través del promedio ponderado del costo de capital (*Weighted Average Cost Of Capital*, WACC). Si bien hay otras opciones metodológicas que pueden ser aplicadas, entre los métodos estandarizados el que más consenso ha adquirido en las agencias reguladoras en las pasadas dos décadas es la combinación de WACC/CAPM. En efecto, es el método elegido por las agencias reguladoras de Brasil, Colombia, Guatemala, Gran Bretaña, Australia, Nueva Zelandia, para citar algunos ejemplos.

A la hora de definir la tasa de costo de capital según el método WACC/CAPM, el regulador necesita definir para el siguiente período tarifario los siguientes conceptos:

- Costo del Capital propio (equity)
- Costo de deuda
- Nivel adecuado de apalancamiento (definido por deuda neta sobre Base regulatoria



de activos)

- La Base de Capital sobre la cual se aplicará la tasa de costo de capital que se defina.

Es importante tener en cuenta que para cada uno de estos aspectos, el regulador busca definir el valor para el próximo período tarifario, es decir que debe ser realizado sobre una base de mirar hacia adelante (*forward looking basis*).

#### *La determinación del Costo de Capital a Través del Modelo WACC/CAPM*

Para estimar el costo de capital a través del modelo WACC/CAPM, el costo promedio ponderado de capital (WACC) es determinado por el costo esperado de capital propio y el costo esperado de endeudamiento, utilizando una estructura óptima de capital. La estructura óptima, o sea, la relación entre las participaciones de capital propio y capital de terceros (deuda) es determinada de forma de minimizar el valor de ese costo medio de capital. Por lo tanto, los tres principales componentes son los siguientes:

1. Estructura de capital
2. Costo esperado de capital propio
3. Costo esperado de endeudamiento

Se propone aplicar la fórmula estándar de la WACC nominal, considerando la tasa efectiva de impuesto corporativo: 25%.

- ✓ *Estructura de capital.* En consecuencia se propone adoptar los últimos valores regulatorios utilizados por el regulador de Brasil, ANEEL, de **55,00%** para el sector de distribución y **63,55%** para el sector de transporte.
- ✓ *Costo Nominal de Capital Propio:* Para estimar el costo nominal del capital propio ( $r_E$ ) se propone aplicar el modelo CAPM con algunas adaptaciones.
  - *Tasa Libre de Riesgo:* Con relación al instrumento financiero para estimar la tasa libre de riesgo se propone usar como referencia los bonos del Tesoro de los Estados Unidos a 10 años (UST-10). Como valor se propone considerar el promedio del UST-10 para los últimos 5 años (60 meses, agosto 2002 - julio 2012): **3.17%**.
  - *Premio por Riesgo de Mercado:* Para estimar el premio por el riesgo de Mercado se propone lo siguiente:
    - Índice de Referencia para el retorno nominal del mercado: Standard & Poor 500. Fuente: Ibbotson Associates (2011 Valuation Yearbook; Marktes Results for Stocks, Bills and Inflation 1926-2010)
    - Tasa libre de riesgo: UST-10. Fuente: Federal Reserve

El valor para el período 1926-2010 es **6.97%**.

- *Coefficiente Beta:* Para el sector de distribución se propone considerar el beta desapalancado utilizado por el Regulador de Brasil (ANEEL) para el sector de distribución de energía eléctrica, de 0.41 por las siguientes razones:
  1. La regulación del sector eléctrico en Brasil es en base a altos incentivos a la eficiencia, similar a lo establecido en el marco regulatorio uruguayo.
  2. El método de estimación del beta utilizado por ANEEL tiene las siguientes virtudes:



- a. Representativo del riesgo sistémico del sector de distribución y transporte eléctrico (29 empresas de EE.UU).
- b. Actualizado. Se estima para el periodo de 5 años: 1/1/2006 – 31/12/2010.
- c. Robusto. ANEEL estimó también el beta considerando un periodo de 3 años en vez de 5, con un resultado muy similar.
- d. Transparente.

Se obtiene un beta apalancado para el sector de distribución (subtransmisión) eléctrica en Uruguay de **0.79**.

Por motivos similares para el sector de transporte se propone considerar el beta desapalancado utilizado por el Regulador de Brasil (ANEEL) para el sector de transporte de energía eléctrica, de 0.29 Se obtiene a un beta apalancado para el sector de transporte eléctrico en Uruguay de **0.80**.

- *Premio por Riesgo País Proponemos usar el valor promedio del índice EMBI Global “Stripped” para el período septiembre de 2006 a septiembre de 2011, lo que arroja 290 puntos básicos como premio por riesgo país.*

En función del análisis realizado, la presenta la estimación preliminar para el costo nominal del capital propio después de impuestos: 11.55% para Distribución (Subtransmisión) y 10.74% para Transporte.

#### ✓ Costo Nominal de Capital de Terceros

- Tasa Libre de Riesgo La tasa libre de riesgo que se propone es 3.17%
- Premio por Riesgo País: el premio por el riesgo propone que se propone es 2.90%
- Spread adicional El premio adicional por el riesgo crediticio de la empresa o sector en cuestión estamos proponiendo considerar 376 puntos básicos como spread de crédito.

En función del análisis realizado, la presenta la estimación preliminar para el costo nominal del capital de terceros: **9.84 %** para ambos sectores.

*Costo Nominal del Capital* : El resultado obtenido con la metodología aplicada indica que la tasa mínima esperada de retorno nominal después de impuestos es igual a **9.26% para distribución y 8.60% para transporte**, lo que implica una tasa real después de impuestos de **7.11% y 6.47%** respectivamente. Dichas tasas refleja a nuestro juicio las condiciones actuales y esperadas con las que se enfrenta un inversor en Uruguay en el negocio de distribución y transporte de electricidad. Finalmente, la tasa de rentabilidad a aplicar para el cálculo de la remuneración reconocida del capital es la tasa real antes de impuestos: 8.63 % para la actividad de transmisión y 9.49 % para la actividad de Subtransmisión.

#### FÓRMULAS DE ACTUALIZACIÓN

La actualización de los cargos remunerativos del sistema de transmisión y subtransmisión se calculan a través de índices de referencia que cuenten con valores específicos de los cambios temporales de los precios de mano de obra, producción, materiales y precios de los insumos. Con ello, se debe reflejar las variaciones del precio de componentes de instalaciones nacionales e importadas. De esta forma se presenta el precio en dólares estadounidenses de la remuneración en un mes futuro, y se actualizan como el producto del

precio de la remuneración en el mes base de cálculo por el cociente entre el valor del índice en el mes futuro y el valor del índice en el mes base de cálculo.

El valor de los coeficientes se ha calculado utilizando la metodología de la obtención de los costos y está de acuerdo a información disponible o comúnmente utilizados en la práctica.

UTE propone estimar los CAOM eficientes como un porcentaje del VNR. Los resultados obtenidos permiten concluir que los coeficientes propuestos por UTE son razonables ya que los mismos representan valores con significativos antecedentes regulatorios y de empresas eficientes a nivel internacional que los respaldan. En consecuencia, se propone utilizar los siguientes coeficientes técnicos para la estimación del CAOM eficiente del segmento de Transmisión.

### **ESTIMACIÓN DE LOS COSTOS EFICIENTES DE ADMINISTRACIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO REMUNERACIÓN ANUAL DE REDES DE TRASMISIÓN Y SUBTRASMISIÓN**

Un obstáculo para la fijación de precios competitivos es la asimetría de información existente entre la empresa regulada y los órganos públicos con cometidos de asesoramiento y fijación de tarifas. La necesidad de equilibrar la asimetría de información ha incitado el desarrollo de nuevas herramientas entre las que se destacan los llamados métodos de comparación o *benchmarking*. Mediante la aplicación de estas técnicas se reduce la brecha de información a través de *rankings* de desempeño basados en la comparación de medidas de eficiencia.

El *benchmarking* es una herramienta adecuada para el análisis comparativo de eficiencia y productividad entre áreas de trasmisión y para la estimación de los CAOM de trasmisión y subtrasmisión de energía eléctrica.

Cualquiera sea la metodología a utilizar para un análisis de productividad y eficiencia se distinguen tres etapas:

- Se debe disponer de la información sobre costos reales actuales incurridos por la empresa que presta el servicio de trasmisión, basándose generalmente en los últimos registros contables preparados especialmente para tal fin.
- A continuación se determinan, por alguno de los métodos posibles, los costos estándar de referencia (eficientes o típicos) para la empresa en cuestión
- Se calcula un “indicador de eficiencia” que relacione el costo de referencia con el actual incurrido.

La metodología de definir un porcentaje de COMA/VNR tiene la ventaja de su simplicidad y de que existe un importante respaldo internacional dado que varias entidades regulatorias lo han aplicado con éxito, en la medida que las empresas reguladas han logrado ese estándar de eficiencia. Cuando se define por primera vez el porcentaje de COMA/VNR, el mismo debería ser respaldado con otra metodología y dicho porcentaje debe ser revisado especialmente cuando existe crecimiento importante de activos o cambios extraordinarios en sus condiciones de operación (por ejemplo la modificación de la normativa de calidad). Un valor del indicador COMA/VNR del orden del 3.0% tiene significantes antecedentes regulatorios que lo respaldan a nivel internacional.

La definición de los costos de COMA como porcentaje del VNR sobre la base de la comparación con los indicadores de otras empresas reales de trasmisión (método “*top-down*”) tiene como ventaja el hecho de que es objetiva y de simple aplicación. En efecto, su sencillez radica en que se concentra en los aspectos claves del negocio al comparar parámetros globales de eficiencia en la gestión de costos.

Se propone estimar los COMA eficientes que van a ser incluidos en la determinación de la remuneración del transportista a partir de un *benchmarking* realizado mediante la

metodología de fronteras de eficiencia sobre la base de una muestra de empresas del ámbito internacional comparables a UTE, y, complementarlo con el análisis de antecedentes regulatorios para el reconocimiento de COMA en la región (relación COMA/VNR). La utilización de fronteras de eficiencia como una herramienta complementaria a la aplicación de relaciones (ej. COMA/VNR) asegura mayor robustez en los resultados encontrados.

Para el segmento de subtransmisión, se estimarán los costos de COMA como porcentaje del VNR sobre la base de la comparación con los indicadores de otras empresas reales de transmisión (método “*top-down*”) y con antecedentes de normativa regulatoria aplicada en países de la región. Como se mencionó anteriormente esta metodología tiene como ventaja el hecho de que es objetiva y de simple aplicación. En efecto, su sencillez radica en que se concentra en los aspectos claves del negocio dado que se comparan parámetros globales de eficiencia en la gestión de costos. En este caso no será posible aplicar frontera de eficiencia, como análisis complementario, ya que no se dispone de información desagregada a nivel de subtransmisión.

Los resultados obtenidos muestran que, en relación con las empresas de transmisión brasileñas, UTE – transmisión tiene un espacio para mejora de su productividad del orden de 11%. En el proceso de estimación de la eficiencia de UTE fueron adoptados, en todos los casos, supuestos favorables a la empresa (e.g. extensión de red sin homologar por tipo de tensión, nivel salarial de UTE similar al de la ciudad de Porto Alegre, etc.) por lo que puede establecerse, sin dudas, que el nivel de ineficiencia estimado representa el nivel inferior. Considerando que los COMA actuales (ejercicio económico 2011) fueron de 38,3 MMUS\$, los COMA eficientes se ubicaría en el entorno de 34,1 MMUS\$, lo cual representa 2,8% del VNR propuesto por el Equipo Consultor (1.234 MMUS\$). Este valor conjunto está dentro del rango de valores posibles cuando se aplican los coeficientes por tipo de equipamiento propuesto por UTE. En otras palabras, el ejercicio de *benchmarking* realizado verifica que los valores propuestos por la empresa son razonables, por lo que se recomienda su utilización.

Para subtransmisión un indicador COMA/VNR del orden del 4% es un valor con significantes antecedentes regulatorios a nivel internacional que lo respalda.

Los resultados finales son

#### Equipamiento de Transmisión

Tipo de equipamiento	% CAOM sobre VNR
Estaciones de 500 kV	3,11%
Estaciones de 500 kV	3,73%
Líneas de 500 kV	2,60%
Líneas de 150 kV	2,60%

#### Equipamiento de Sub Transmisión

Tipo de equipamiento	% CAOM sobre VNR
Líneas y Cables	3,36%
Estaciones de Transformación	4,48%

### DETERMINACIÓN DE LOS INGRESOS DE TRANSMISIÓN

Se evaluó los costos eficientes de redes eléctricas de transmisión a través de unidades constructivas o módulos equivalentes a los utilizados por la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) de Uruguay y el posterior cálculo del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR).

Para ello se identificó equipamientos tipo y se comparó los valores unitarios propios del sistema de transmisión que opera la UTE con los obtenidos de otras fuentes de información.

Se obtuvo información sobre los costos de equipamiento de redes de países de Centroamérica, Chile, Perú, Colombia, y Brasil. Dicha información se considera es representativa de la estimación de costos eficientes. Para ampliar la base de datos para la comparación se incluyó información de costos de equipamiento provista por un proveedor internacional que cotiza asiduamente obras en Uruguay.

Las unidades constructivas estándares de equipamiento de transmisión se consideraron en niveles de tensión de 500 kV, 150 kV, 60 kV y 30 kV. Se consideraron las diferencias o similitudes en cada caso para hacer efectivamente comparables los costos.

El cálculo de la tarifa requiere que el prestador de servicio suministre toda la información que permita sustentar su requerimiento de ingresos y mucho más cuando no existe otro proveedor similar que permita hacer comparaciones independientes. Si esa información no es completa, el cálculo de las estimaciones realizadas en sus costos no está disponible es necesario ampliar el espectro de comparaciones para poder llegar a los valores eficientes buscados.

En ese aspecto la definición del valor eficiente se basó en evaluar diversas dimensiones;

- Información suministrada por UTE que fue parcial y no completó la solicitud oportunamente requerida, para desarrollar el proceso de valorización. En particular no se han recibido antecedentes de los costos efectivos de obras recientes o de obras que estén actualmente en curso sobre el sistema de transmisión
- Valores internacionales eficientes comparados y referidos a Uruguay
- Relación entre Unidades Constructivas (UC) entre los diversos países
- Comparación de Unidades Constructivas entre si
- Información de las UC

Los valores propuestos como eficientes son el resultado del control en esas dimensiones y representan la mejor opinión que el Consultor puede emitir sobre valores eficientes basado en la información disponible.

A los fines metodológicos se realizaron las siguientes actividades:

- Identificar en organismos de regulación de valores eficientes en países de Sudamérica y Centroamérica, los informes actualizados de precios o costos aprobados para ser utilizados en procesos tarifarios, licitatorios, o valores reales actualizados.
- Obtener de los referidos informes indicadores actuales de redes eléctricas que describan las unidades constructivas, precios o costos de referencia aprobados por los organismos.
- Verificar la consistencia de las Unidades Constructivas en cuanto al material y tecnologías utilizadas, para el cumplimiento de las normas técnicas.

- Adaptar, formar y componer unidades o módulos de redes eléctricas para obtener resultados comparables entre países, aplicando valores de Purchasing Power Parity (PPP) para referenciarlos a Uruguay.
- Comparar los resultados de costos o precios de las unidades constructivas entre módulos comparables.

Los costos eficientes encontrados fueron aplicados en los estudios para determinar el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de las redes eléctricas de transmisión del Uruguay.

Emitidos los primeros informes de Avance del Estudio, UTE realizó observaciones sobre los valores de los componentes de las instalaciones de transmisión. Analizado el tema en conjunto con URSEA se concluyó que en el caso de los valores de las líneas de 500 kV y 150 kV merecerían alguna modificación adicional considerando el costo de las servidumbres para las líneas de 500 y 150 kV. Para los costos de las líneas de 500 kV la inclusión de los gastos de Administración e Ingeniería.

Con los valores corregidos se calcularon los VNR, cuyo valor total para el 2011 tuvo una diferencia del 15% con el valor presentado por UTE. La diferencia más importante del 21 % se dio en los valores de las líneas de 150 kV.

El VNR representa a la cantidad de activos físicos valorizados al costo eficiente de la “unidad constructiva estándar” correspondiente.

RESUMEN	VNR eficiente	UTE	Diferencias [%]
	<b>VNR (U\$S)</b>		
Estaciones de 500	216 277 514	227 257 800	5%
Estaciones de 150	280 035 598	305 293 004	9%
Líneas de 500	252 257 641	290 805 554	15%
Líneas de 150	533 809 155	645 832 429	21%
<b>TOTAL</b>	<b>1 282 379 938</b>	<b>1 469 188 786</b>	<b>15%</b>

Para el cálculo del CAOM se concluyó que los coeficientes propuestos por UTE eran razonables ya que los mismos representan valores con significativos antecedentes regulatorios y de empresas eficientes a nivel internacional que los respaldan.

TIPO DE EQUIPAMIENTO	% CAOM SOBRE VNR
Estaciones de 500 kV	3,11%
Estaciones de 150 kV	3,73%
Líneas de 500 kV	2,60%
Líneas de 150 kV	2,60%

Con, la tasa de retorno determinada que resultó ser 8,63%.y una vida útil de 30 años se calculó el factor de recuperación del capital que resultó 0,094159,

Con este valor se calculó la Anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo que resultó ser igual a 120.747.642.- U\$S/año.

Con la Anualidad, el CAOM, el impuesto al Patrimonio que se consideró igual al valor considerado por UTE se calculó el VAT

Cálculo del VAT		
AVNR	U\$\$/año	120.747.642
CAOM	U\$\$/año	37.609.296
IP	U\$\$/año	10.500.000
<b>VAT</b>	<b>U\$\$/año</b>	<b>168.856.938</b>

El VAT resultante es de U\$\$/año 168.856.938.- expresados a diciembre de 2011.

Dado que a la fecha sólo estaban disponibles todos los índices para setiembre 2012, se calculó la actualización 2011- 2012 como la actualización de setiembre 2011 a setiembre 2012.

Con esta actualización se calculó el nuevo valor del VAT

Cálculo del VAT		
AVNR	U\$\$/año	124.749.307
CAOM	U\$\$/año	38.837.629
IP	U\$\$/año	10.500.000
<b>VAT</b>	<b>U\$\$/año</b>	<b>174.086.935</b>

**El VAT resultante es de U\$\$/año 174.086.935.- expresados a diciembre de 2012.**

Sobre la separación de los costos en la clasificación Interconexión, conexión de demanda o de generadores han surgido dificultades dado las distintas interpretaciones de lo expresado en el Decreto 228/2007. Se podían haber evitado esas dificultades si tuviéramos un archivo Excel del tipo del inventario con la división de las distintas clasificaciones según la interpretación de UTE.

Igualmente se ha realizado esa clasificación de acuerdo a la interpretación que hemos realizado con la colaboración de URSEA.

#### **DETERMINACIÓN DE LOS INGRESOS DE SUBTRASMISIÓN**

En la actividad de Subtrasmisión la remuneración, también denominado Valor Agregado de Subtrasmisión (VAST) corresponde a los costos eficientes propios de la actividad de transporte prestada a través de instalaciones de subtrasmisión, que de acuerdo a la normativa vigente, la remuneración reconocida para las instalaciones del Sistema

##### *VNR Adaptado*

El VNR adaptado actualizado a dic.2012 utilizando la fórmula paramétrica definida en el presente estudio cuyos resultados se presentan a continuación:

**VNR Adaptado año base (abril 2011)**

<b>ACTIVOS</b>	<b>Cantidades</b>	<b>VNR (USD)</b>
CABLES 30 kV	698 km	161.392.745
LÍNEAS 30 kV	2,496 km	155.582.039
LÍNEAS 60 kV	863 km	64.200.858
ESTACIONES 30 kV	305	343.506.703
ESTACIONES 60 kV	30	42.595.358
SECC. PC30 E/S INT	46	774.067
SECC. PC60 E/S EXT	1	171.841
TRANSF. RESPALDO FRÍO	47	6.257.800
<b>TOTAL</b>		<b>774.481.411</b>

Agrupando el VNR en conceptos de líneas y subestaciones y aplicando los factores de ajuste de acuerdo a la función paramétrica definida para llevar el VNR a diciembre de 2012 se obtiene:

VNR Adaptado año base (abril 2011)

<b>ACTIVOS</b>	<b>VNR (USD) Abr-11</b>	<b>Factor ajuste</b>	<b>VNR (USD) Dic-12</b>
<b>L&amp;CST</b>	381.175.642	1.0235	390.117.300
<b>SEST</b>	393.305.769	1.0153	399.329.478
<b>TOTAL</b>	<b>774.481.411</b>		<b>789.446.778</b>

**Porcentajes de CAOM sobre VNR**

<b>Equipamiento de subtransmisión</b>	<b>% CAOM sobre VNR</b>
Líneas y Cables	3.36%
Subestaciones	4.48%

Así planteado, los costos de operación y mantenimiento y administrativos a reconocer resultan:

**CAOM adoptado (Dic-12)**

<b>Equipamiento de subtransmisión</b>	<b>CAOM (USD)</b>
Líneas y Cables	13.107.941
Subestaciones	19.407.413
<b>TOTAL CAOM</b>	<b>32,515,354</b>

El cálculo del VAST a diciembre de 2012. En Anexo I se muestra el detalle para llegar del valor inicial a abril de 2011 al presentado a continuación y en el capítulo 4 los factores utilizados para llevar el VNR a diciembre de 2012.



### Cálculo del FRC

<b>Tasa</b>	%	9.49%
<b>Vida útil</b>	años	30
<b>O&amp;M LAT y CAT</b>	%	3.36%
<b>O&amp;M EETT</b>	%	4.86%
<b>FRC</b>	°/1	<b>0.1016</b>

**Tabla N° 1 Cálculo del VAST (Diciembre 2012)**

<b>VNR</b>	USD	789.446.778
<b>FRC</b>	°/1	0.1016
<b>aVNR</b>	USD	80.202.387
<b>CAOM</b>	USD	32.515.354
<b>IP</b>	USD	4.141.637
<b>VAST</b>	<b>USD</b>	<b>116.859.378</b>

El VAST resultante es de **USD 116.859.378** expresados a diciembre de 2012.

De acuerdo a lo indicado en el Reglamento de Distribución, en el que trata también la remuneración de la subtrasmisión, se deberá considerar para la definición de los ingresos pérdidas adaptadas asociadas con las instalaciones reconocidas en esta base de capital.