

**DETERMINACIÓN DEL VALOR AGREGADO DE  
DISTRIBUCIÓN (VADE) Y TASAS DE CONEXIÓN EN EL  
URUGUAY**

**RESUMEN Y RESULTADOS DEL CALCULO DEL VADE  
Y TASAS DE CONEXION**

*Informe Final Fase 1 Revisado*

*Preparado para:*



*Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas (UTE)*

**ur|e|e**  
unidad reguladora  
de la energía eléctrica

*Unidad Reguladora de la Energía Eléctrica (UREE)*

Buenos Aires, 5 de Agosto de 2002

# **DETERMINACIÓN DEL VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN (VADE) Y TASAS DE CONEXIÓN EN EL URUGUAY**

## **RESUMEN Y RESULTADOS DEL CALCULO DEL VADE Y TASAS DE CONEXION**

### *Informe Final Fase 1*

#### **1. INTRODUCCION**

En el contexto del estudio DETERMINACIÓN DEL VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN (VADE) Y TASAS DE CONEXIÓN EN EL URUGUAY, el Consultor ha completado la primera fase prevista en los términos de referencia, la cual se dividió en dos sub-etapas:

- a) Análisis de las áreas de distribución tipo (ADT), y determinación de las localidades a utilizar para construir la empresa modelo para el cálculo de los VADE. Esta sub-etapa se completó en el mes de Abril de 2001, y sus resultados se encuentran contenidos en el informe Determinación de las Areas de Distribución Típicas. De acuerdo con los resultados obtenidos, fueron seleccionadas cinco localidades para el cálculo de los VADE: Montevideo E, Durazno, Florencio Sanchez, Distrito Mercedes y Distrito Las Piedras.
- b) Análisis y determinación del VADE correspondiente a una empresa modelo optimizada que desarrolla la actividad de distribución en cada una de las localidades en estudio. Este análisis comprendió la realización de las siguientes actividades:
  - b.1) Optimización del diseño de la red de distribución que atiende a cada una de las localidades seleccionadas en a), y determinación del VNR de la red óptima y de las pérdidas de distribución óptimas correspondientes.
  - b.2) Diseño de la empresa modelo para atender la red óptima determinada en b.1 y cálculo de los costos eficientes de Operación y Mantenimiento y de Explotación comercial, directos e indirectos.

En el curso de la sub-etapa b) el Consultor especificó la información detallada que debía entregar la contraparte de UTE, diseñó la metodología de análisis y sostuvo una serie de reuniones con la UTE y la UREE, para repasar y ensayar la metodología. Frente al atraso que estaba teniendo la entrega de información por parte de UTE, el ensayo de la metodología se efectuó para dos de las localidades en estudio. Los resultados en estas dos localidades obtenidos fueron discutidos con UTE y UREE. Finalmente, el Consultor completó el análisis del VADE y de las tasas de conexión para las cinco localidades.

El Informe Preliminar del estudio fue revisado por la contraparte UTE y por la UREE, en calidad de Supervisor. Las observaciones efectuadas por dichas entidades fueron objeto de un análisis detallado, el que dio como resultado algunos cambios en el informe preliminar, con el objeto de recoger total o parcialmente el efecto de algunas de las observaciones presentadas;

las respuestas a dichas observaciones está contenida en los siguientes documentos, preparados por el Consultor: “Análisis de los Comentarios de la UREE al Informe Preliminar”, y “Análisis de los comentarios de UTE al informe preliminar”, los cuales formaron parte del Informe Final del VADE – Fase 1.

Posteriormente, el Informe Final recibió comentarios de la UREE con fecha 11 de junio de este año, que se contestan por el Consultor en el documento “Análisis de los Comentarios de la UREE al Informe Final Fase 1”.

Es importante consignar que el estudio no ha tomado en cuenta un conjunto de normativas específicas que se aplican a UTE como empresa pública y que deberán ser consideradas por UTE y UREE en la definición del proceso de transición a los VADE de la empresa modelo.

El presente Informe Final Fase 1 Revisado, que incorpora los cambios en el Informe Preliminar y revisiones al Informe Final, entrega el Resumen y Resultados obtenidos para el cálculo del VADE total y de las tasas de conexión. El informe detallado con el desarrollo del estudio se presenta en los siguientes 6 volúmenes:

- 1.1 Diseño de la Red Adaptada
- 1.2 Diseño de la Empresa Modelo y Cálculo del VADE
- 1.3 Análisis de Confiabilidad.
- 1.4 Determinación de Muestras de Instalaciones Representativas.
- 1.5 Determinación de Costos de las Unidades Constructivas
- 1.6 Determinación de los Costos de Conexión, Corte y Reconexión.

La segunda etapa, y final, del estudio considera la determinación del impacto del VADE total en la estructura tarifaria de UTE. En esa etapa se determinan los VADE unitarios, los que surgen de relacionar los VADE total de red y de comercialización a la demanda de potencia y al número de clientes, respectivamente, registrados en 2000 y se lo comparará con una estimación de los costos de distribución implícitos en la actual estructura tarifaria de UTE. Adicionalmente, los VADE unitarios se adicionarán a los valores simulados de los precios de adquisición de la energía y potencia a la entrada de UTE-Distribución, de manera de conformar una estructura tarifaria que refleje los costos económicos para los usuarios, y se determinará el efecto tarifario de esta estructura en relación con la estructura actual tarifaria actual de UTE.

## **2. RESULTADOS DEL VADE**

### ***2.1. VADE CORRESPONDIENTE A RED MT Y BT Y COMERCIALIZACION***

En los cuadros que siguen, se resume el VADE en sus componentes de red, correspondientes a aVNR y O&M, y de comercialización, por nivel de tensión, para cada una de las localidades en estudio.

El VNR a continuación no incluye las acometidas y medidores existentes (con un VNR estimado de millones de US\$ 117:), pues las tasas de conexión deben incluir las acometidas y medidores nuevos y el costo anual de renovar o reparar las existentes, de acuerdo con la tasa de estas renovaciones o reparaciones, que se considera para fines tarifarios incorporándolas al cargo fijo por cliente.

## 2.1.1. LOCALIDAD DURAZNO

<b>Gastos Totales Localidad Durazno por nivel de Tensión</b>	<b>Monto Anual en USD</b>
Comercialización MT	113
O&M MT	32 215
AVNR MT	233 330
<i>Com/nº clientes</i>	56.30
<i>O&amp;M/kmMT</i>	895
Comercialización BT	603 171
O&M BT	176 395
AVNR BT	714 010
<i>Com/nº clientes</i>	56.30
<i>O&amp;M/kmBT</i>	1 116
<b>Total Localidad Durazno</b>	<b>1 759 235</b>

## 2.1.2. LOCALIDAD FLORENCIO SÁNCHEZ

<b>Gastos Totales Localidad Florencio Sánchez por nivel de Tensión</b>	<b>Monto Anual en USD</b>
Comercialización MT	55
O&M MT	19,388
AVNR MT	76,102
<i>Com/nº clientes</i>	54.79
<i>O&amp;M/kmMT</i>	881
Comercialización BT	151,043
O&M BT	62,177
AVNR BT	225,727
<i>Com/nº clientes</i>	54.79
<i>O&amp;M/kmBT</i>	1,003
<b>Total Localidad Florencio Sánchez</b>	<b>534,491</b>

## 2.1.3. LOCALIDAD RURAL LAS PIEDRAS

<b>Gastos Totales Localidad Rural Las Piedras por nivel de Tensión</b>	<b>Monto Anual en USD</b>
Comercialización MT	309
O&M MT	1,095,584
AVNR MT	1,165,013
<i>Com/nº clientes</i>	102.85
<i>O&amp;M/kmMT</i>	1,044
Comercialización BT	1,101,676
O&M BT	1,159,616
AVNR BT	1,215,547
<i>Com/nº clientes</i>	102.85
<i>O&amp;M/kmBT</i>	2,672
<b>Total Localidad Rural Las Piedras</b>	<b>5,737,744</b>

## 2.1.4. LOCALIDAD RURAL MERCEDES

<b>Gastos Totales Localidad Rural Mercedes por nivel de Tensión</b>	<b>Monto Anual en USD</b>
Comercialización MT	418
O&M MT	1 251 167
AVNR MT	1 374 870
<i>Com/n° clientes</i>	<i>104.41</i>
<i>O&amp;M/kmMT</i>	<i>1 068</i>
Comercialización BT	482 269
O&M BT	650 587
AVNR BT	447 303
<i>Com/n° clientes</i>	<i>104.41</i>
<i>O&amp;M/kmBT</i>	<i>5 123</i>
<b>Total Localidad Rural Mercedes</b>	<b>4 206 613</b>

## 2.1.5. LOCALIDAD MONTEVIDEO E

<b>Gastos Totales Localidad Montevideo E por nivel de Tensión</b>	<b>Monto Anual en USD</b>
Comercialización MT	2 351
O&M MT	343 086
AVNR MT	3 655 818
<i>Com/n° clientes</i>	<i>32.65</i>
<i>O&amp;M/kmMT</i>	<i>1 076</i>
Comercialización BT	3 475 467
O&M BT	2 093 166
AVNR BT	11 997 652
<i>Com/n° clientes</i>	<i>32.65</i>
<i>O&amp;M/kmBT</i>	<i>1 523</i>
<b>Total Localidad Montevideo E</b>	<b>21 567 540</b>

## 2.2. VADE CORRESPONDIENTE A PERDIDAS EN MT Y BT

Las pérdidas de distribución en potencia y energía, por nivel de tensión y localidad en estudio, se presentan en el siguiente cuadro. Estas pérdidas fueron obtenidas en el proceso de optimización de la red. Como producto de esta optimización, se han obtenido niveles bajos de pérdidas con respecto a los observados en empresas distribuidoras, por dos motivos:

- Se han incluido niveles de inversión correspondientes a la reposición a nuevo de las instalaciones.
- Los valores que se presentan son los correspondientes al principio del período de optimización, que se incrementan según el crecimiento de la demanda.

PERDIDAS DE POTENCIA						
ITEM	DESCRIPCION	ADT1	ADT2	ADT3	ADT4	ADT5
P1	Ingreso de Potencia a Red MT	156,531 kW	10,538 kW	3,267 kW	12,028 kW	5,090 kW
P2	Pérdidas de Potencia Red MT	0.86%	1.24%	0.36%	0.64%	1.54%
P3	Pérdidas de Potencia Red MT	1,340 kW	131 kW	12 kW	77 kW	78 kW
P4	Ingreso Neto a Transformadores MT/BT	155,191 kW	10,408 kW	3,255 kW	11,952 kW	5,012 kW
P5	Pérdidas de Potencia Transformadores MT/BT	0.75%	1.07%	1.20%	1.84%	2.29%
P6	Pérdidas de Potencia Transformadores MT/BT	1,164 kW	111 kW	39 kW	220 kW	115 kW
P7	Ingreso Neto a Red BT	154,027 kW	10,296 kW	3,216 kW	11,732 kW	4,897 kW
P8	Pérdidas de Potencia Red BT	1.76%	3.48%	3.38%	3.81%	2.95%
P8a	Pérdidas propias de la red	1.52%	3.10%	2.95%	3.53%	2.80%
P8b	Pérdidas en Acometidas y Medidores	0.23%	0.38%	0.43%	0.28%	0.15%
P9	Pérdidas de Potencia Red BT	2,704 kW	358 kW	109 kW	447 kW	144 kW
P10	Consumo Neto BT	151,323 kW	9,938 kW	3,108 kW	11,285 kW	4,753 kW

PERDIDAS DE ENERGIA						
ITEM	DESCRIPCION	ADT1	ADT2	ADT3	ADT4	ADT5
E1	Pérdidas de Energía Red MT	5,241,446 kWh	536,579 kWh	49,873 kWh	315,942 kWh	323,274 kWh
E2	Pérdidas de Energía Red MT	0.59%	0.87%	0.27%	0.45%	1.07%
E3	Pérdidas de Energía Transformadores MT/BT	6,577,748 kWh	529,083 kWh	191,451 kWh	1,109,760 kWh	497,236 kWh
E4	Pérdidas de Energía Transformadores MT/BT	0.73%	0.93%	1.06%	1.61%	1.90%
E5	Pérdidas de Energía Red BT	11,484,433 kWh	751,880 kWh	138,048 kWh	1,788,037 kWh	617,604 kWh
E6	Pérdidas de Energía Red BT	1.23%	2.39%	2.33%	2.56%	1.78%

## 2.3. VADE CORRESPONDIENTE A SUBTRANSMISION

El proceso de optimización de la red de subtransmisión en 30 y 60 kV, incluidas las estaciones de transformación 60/30 kV, condujo a los resultados que se muestran en el siguiente cuadro, que indica la valorización de la totalidad de la red, así como el valor unitario que se tendría si el costo total anual se “estampillara” por kW de potencia coincidente entregado por la red. El cuadro indica también los porcentajes de pérdidas de potencia y energía en la red de subtransmisión.

<b>Sistema de Subtransmisión</b>	
AVNR Subtransmisión	50,965,383
Costos de O&M Subtransmisión	20,167,681
<b>TOTAL</b>	<b>71.132.964</b>
<b>Carga Máxima</b>	<b>1,252</b>
<b>Cargo Estampilla</b>	<b>4.52</b>
<b>Pérdidas de potencia</b>	<b>1.81%</b>
<b>Pérdidas de Energía</b>	<b>1.15%</b>

### 3. COMENTARIOS SOBRE LOS RESULTADOS

Este informe ha recogido varias de las observaciones efectuadas por la UREE y la UTE en relación al Informe Preliminar. A continuación se destacan los resultados de dos de las observaciones efectuadas, las que en opinión del Consultor merecen ser comentadas.

#### 3.1 Costos de comercialización

Los costos de comercialización obtenidos en el estudio, cuando se expresan por cliente.mes resultan muy altos en comparación con referencias de empresas de la región. Ello se debe principalmente a la consideración de procesos altamente automatizados junto con la red de oficinas comerciales. La permanencia de las actuales oficinas comerciales fue establecida, con el acuerdo de UTE y la UREE en su carácter de supervisor del trabajo, como hipótesis de partida para el cálculo de los VADEs. Implícitamente, implicaba “respetar” el despliegue territorial de la red comercial de UTE y los criterios de calidad de servicio comercial derivados (particularmente en lo que tiene que ver con atención directa al cliente). Se mantuvo el número y localización de las oficinas comerciales, ajustando sensiblemente su dotación de personal. Ello no implica afirmar que las herramientas de gestión incorporadas requieren necesariamente del 100% de las oficinas comerciales, sino asumir como hipótesis exógena y tentativa de calidad de servicio comercial el actual grado “acercamiento” con el cliente que tiene UTE.

Una vez calculado el costo comercial promedio por cliente de US\$ 4.4 resultante de los costos comerciales incluidos en el análisis de los VADEs, el consultor constató que éste es netamente superior a valores que pueden obtenerse de comparaciones regionales con distribuidoras de características similares a las de UTE. Por otra parte, el cálculo del costo comercial promedio por cliente resultante de considerar solamente los costos de los procesos de comercialización y todo el costo de automatización de procesos, telegestión y uso de herramientas sofisticadas, es de 2.5 US\$/cliente.mes. Por lo tanto, el Consultor recomienda sustituir los costos comerciales por cliente obtenidos en base a la empresa modelo con el 100% de la red comercial y herramientas sofisticadas del mercado, por un costo intermedio calculado como el promedio de los dos valores indicados, esto es, 3.5 US\$/cliente.mes.

#### 3.2 Costos de Subtransmisión

Uno de los aspectos que requirió la atención del Consultor en la revisión del informe preliminar, fueron los costos de inversión de líneas de subtransmisión en 30 y 60 kV. En el informe preliminar se habían extrapolado costos para las líneas de las cuales no se disponía del costo de algunas secciones, con una pendiente muy pronunciada. Al efectuar la corrección, el Consultor constató que los costos de las secciones bajas en el informe preliminar estaban por debajo de los correctos. La corrección de ambos efectos significó un

pequeño incremento del VNR de subtransmisión, debido a que las líneas de secciones bajas tienen alta ponderación en la longitud total de líneas. El otro punto revisado fue la relación de costos de inversión de líneas de 60 y 30 kV que tenían valores semejantes; se constató que se debe a que las líneas de 30 kV por pasar por zonas urbanas (mayoritariamente) tienen un alto costo de servidumbres en comparación con el de las de 60 kV.