

# Fundación Julio Ricaldoni

Consultoría para determinar la valorización de instalaciones de distribución eléctrica de media tensión y el cálculo de cargos a los usuarios

Informe de Avance 2

Abril de 2019



# Fundación Julio Ricaldoni

Consultoría para determinar la valorización de instalaciones de distribución eléctrica de media tensión y el cálculo de cargos a los usuarios

Informe de Avance 2

Abril de 2019

Preparado por:



BA Energy Solutions  
Plaza Cagancha 1145  
Montevideo  
Uruguay  
Tel: +5411 5776 1200  
Fax: +5411 5776 1201  
[www.baenergysolutions.com](http://www.baenergysolutions.com)  
Versión 3.0

## **INDICE**

- 1. INTRODUCCIÓN**
- 2. DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS EFICIENTES DE ADMINISTRACIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE LA RED RECONOCIDA (CAOYM)**
  - 2.1 Información de la contabilidad regulatoria
  - 2.2 Identificación del CAOyM de la red de MT
  - 2.3 Evaluación y validación de los CAOyM MT para fines tarifarios
  - 2.4 Cálculo costos de CAOyM SE MT/BT
- 3. CONSIDERACIÓN DE LOS IMPUESTOS CORRESPONDIENTES**
- 4. CÁLCULO DEL VADE MT**
  - 4.1 Anualidad del VNR de las instalaciones MT
  - 4.2 Costos de Administración, Operación y Mantenimiento (CAOyM)
  - 4.3 Incorporación del Impuesto al Patrimonio
  - 4.4 Costo de las pérdidas de energía y potencia
  - 4.5 Potencia divisora
- 5. CRITERIOS Y CÁLCULOS PARA LA DETERMINACIÓN DE LOS CARGOS TARIFARIOS**
  - 5.1 Cálculo de los cargos tarifarios
  - 5.2 Criterios aplicados para el cálculo de los cargos a usuarios de peaje en MT
- 6. CARGOS TARIFARIOS RESULTANTES**
  - 6.1 Cargo fijo comercial
  - 6.2 Cargo por potencia contratada
  - 6.3 Cargo por pérdidas de energía
  - 6.4 Cargos de subtransmisión para usuarios MT
- 7. FÓRMULAS PARAMÉTRICAS DE AJUSTE**
  - 7.1 Fórmulas de actualización de costos resultantes
  - 7.2 Determinación de los coeficientes ponderadores



**ANEXOS**

**ANEXO A: CAOYM POR ADT**

**ANEXO B: TABLAS CONTABILIDAD REGULATORIA**

## 1. INTRODUCCIÓN

La finalidad del presente estudio es realizar la valorización de las instalaciones de distribución eléctrica de media tensión (22, 15 y 6,4 kV) y realizar el cálculo de los cargos a pagar por los usuarios del servicio de transporte conectados en dichos niveles de tensión.

Como parte de las actividades a realizar para cumplir con los objetivos del Estudio, se debe determinar los costos eficientes de administración, operación y mantenimiento de la red reconocida (CAOyM), e identificar los impuestos que correspondan trasladar a tarifa de MT, a efectos de posibilitar la determinación de la remuneración anual total a percibir por la distribuidora, adicionando también la anualidad de las instalaciones de MT calculada en el informe de avance N° 1.

El alcance del presente informe se centra en estas actividades comprendiendo:

- Cálculo de costos eficientes de administración, operación y mantenimiento (CAOyM) para la red de MT correspondientes al año base, es decir 2017
- Identificación de los impuestos que corresponden a las instalaciones de MT para el año base
- Propuesta de metodología de repartos para la determinación de los cargos a aplicar para los usuarios del servicio de transporte
- Cálculos de cargos tarifarios
- Propuesta de fórmulas paramétricas de ajuste

Como resultado de las tareas realizadas se determinaron los cargos tarifarios correspondientes al VADE MT, los que se indican en la tabla siguiente expresados en dólares (USD) y en pesos uruguayos (\$), considerando el tipo de cambio de diciembre de 2017 de 28,88 \$/USD.

Cargos del VADE MT - diciembre de 2017			
Cargo fijo comercial	USD/cli.mes	<b>120,2</b>	\$/cli.mes <b>3.471</b>
Cargo por potencia máxima contratada	USD/kW.mes	<b>22,07</b>	\$/kW.mes <b>637,38</b>
Cargo por pérdidas de energía punta, llano y valle	USD/kWh	<b>0,0053</b>	\$/kWh <b>0,153</b>

Tabla 1-1 Cargos de la red MT – valores a diciembre de 2017

Los cargos finales a aplicar a los usuarios de peaje en MT, que incluyen los de la red MT presentados anteriormente, y los cargos de subtransmisión actualizados a diciembre de 2017 y trasladados hasta la salida de la red MT (mediante el factor de pérdidas de potencia), se presentan en la tabla siguiente:

<b>Cargos para usuarios MT (incluyen subtransmisión) - diciembre de 2017</b>			
Cargo fijo comercial	USD/cli.mes	<b>120,2</b>	\$/cli.mes <b>3.471</b>
Cargo por potencia máxima contratada	USD/kW.mes	<b>22,07</b>	\$/kW.mes <b>637,38</b>
Cargo ST en MT por potencia contratada en punta	USD/kW.mes	<b>10,65</b>	\$/kW.mes <b>307,57</b>
Cargo ST en MT por potencia contratada en llano	USD/kW.mes	<b>7,98</b>	\$/kW.mes <b>230,46</b>
Cargo ST en MT por potencia contratada en valle	USD/kW.mes	<b>1,38</b>	\$/kW.mes <b>39,85</b>
Cargo por pérdidas de energía punta, llano y valle	USD/kWh	<b>0,0053</b>	\$/kWh <b>0,153</b>

Tabla 1-2 Cargos de usuarios de peaje en MT – valores a diciembre de 2017

Estos valores se han determinado considerando los siguientes parámetros:

- VNR ST/MT: 479.416 miles USD (definidos en el informe de avance N°1). Valor actualizado a diciembre de 2017
- Cargo de subtransmisión: se consideran los cargos aprobados para 2017 al ingreso de la red MT los que se ajustan por el factor de pérdidas de distribución MT:
  - Cargo en punta: 10,39 USD/kW.mes (299,95 \$/kW.mes)
  - Cargo en valle: 7,78 USD/kW.mes (224,65 \$/kW.mes)
  - Cargo en llano: 1,34 USD/kW.mes (38,77 \$/kW.mes)
- Factor de pérdidas de potencia en distribución MT: 1,0259
- VNR de MT: 2.368.303 miles USD (definidos en el informe de avance N°1). Valor a diciembre de 2017.
- Tasa WACC: 9,17% (calculado por URSEA)
- CAOyM MT: 124.844 miles USD/año. Valor a diciembre de 2017.
- CAOyM ET subtransmisión: 21.478 miles USD/año (calculado como 4,48% del VNR de ST actualizado a diciembre de 2017)
- Impuesto al patrimonio de ST: 1.092.305 USD/año (calculado como el 5,09 % CAOyM ST)
- Impuesto al patrimonio distribución MT: 6.875.153 USD/año (valor informado por UTE). Valor a diciembre de 2017. (Incluye SE MT/BT)
- Impuesto al patrimonio comercial MT: 82.681 USD/año (valor informado por UTE). Valor a diciembre de 2017.



- Potencia divisora: 1.639.142 kW. Calculada con los siguientes componentes informados por UTE:
  - $P_{cli\ MT}$  (máxima contratada usuarios MT): 369.762 kW
  - $P_{MT/BT}$  (simultánea a la entrada SE MT/BT): 1.541.260 kW
  - $P_{A+PNT+Car}$  (autoconsumos, pérdidas no técnicas, carenciados): 271.880 kW
- Número de usuarios de MT: 748 (informado por UTE)

Con el presente informe se entrega un archivo Excel "Cargos, VNR y paramétricas UTE.xlsx" que contiene el detalle del cálculo de los cargos para usuarios de peaje de MT, los valores de VNR definidos en el informe de avance N°1 y las fórmulas paramétricas para actualizar los costos. También se encuentra el archivo "CAOyM MT UTE 2017 - Contabilidad regulatoria.xls" que presenta el CAOyM MT de UTE para el año 2017.

Un detalle de los cálculos realizados se indica en los capítulos siguientes.

## **2. DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS EFICIENTES DE ADMINISTRACIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE LA RED RECONOCIDA (CAOyM)**

En el presente capítulo se realiza la determinación de los costos eficientes de administración, operación y mantenimiento de la red de MT reconocida (CAOyM).

La metodología utilizada se basó 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 la empresa no se encontró en condiciones de proveer la información necesaria para aplicar la metodología basada en una empresa modelo, habitualmente aplicable para este tipo de estudio para determinar los costos eficientes a trasladar a tarifa.

Por tal motivo una vez obtenido el CAOyM MT, se procedió a analizar la razonabilidad de estos costos mediante comparación con valores de otras empresas que pueden considerarse referenciales a los efectos de su utilización con fines tarifarios. Este análisis se realizó a través de un “benchmarking” con empresas comparables de la región, que es una metodología usual para el análisis y evaluación de la razonabilidad de los costos propuestos.

Los valores utilizados en la comparación surgen de resultados de estudios tarifarios recientes de otras compañías de distribución eléctrica de la región, los que se han correlacionado con los valores de VNR MT de forma de obtener un ratio aplicable al caso de la UTE.

La información utilizada para el cálculo de CAOyM de MT se extrajo de las tablas presentadas en la contabilidad regulatoria en los Anexos III y IX, que se encuentran en el Anexo B del presente informe.

La tabla del Anexo III presenta los costos de explotación totales de UTE (Distribución y Comercial), mientras que la tabla del Anexo IX contiene información estadística utilizada para asignar los costos por nivel de tensión.

Por otro lado, los costos de explotación correspondientes a la etapa de transformación 63/15 kV, 31,5/15 kV y 31,5/6,4 kV utilizados para este cálculo son los determinados en el estudio de Subtransmisión de fines del 2017, que fueron calculados como un porcentaje del VNR de subtransmisión actualizado a diciembre 2017 (tal como indicaba el estudio).

La siguiente tabla presenta el CAOyM MT calculado para UTE que se corresponde con el año 2017, su correlación con el VNR de MT calculado en el informe de avance N°1 y el valor de costos de operación y mantenimiento de la etapa de transformación ST/MT.

<b>Costo</b>	<b>Valor [miles USD/año]</b>	<b>Relación con VNR</b>
ET ST/MT – Subtransmisión	21.478	<b>4,48%</b>
CAOyM MT – Distribución MT	124.844	<b>5,27%</b>
CAOyM MT - Comercial	997	
<b>CAOyM TOTAL a peaje MT</b>	<b>147.319</b>	

*Tabla 2-1 CAOyM MT TOTAL*

En el Anexo A se encuentran los valores de CAOyM MT por ADT, asignados proporcionalmente al VNR de cada área, calculados en el informe de avance N°1.

Los criterios utilizados para el cálculo del CAOyM MT se describen a continuación.





## 2.1 INFORMACIÓN DE LA CONTABILIDAD REGULATORIA

La URSEA, en forma anual y reglamentariamente, requiere a la empresa UTE que presente la Contabilidad Regulatoria. Esta medida busca satisfacer los requerimientos de información (datos de la gestión contable, financiera, técnica, operativa y comercial de la empresa) para fines regulatorios, diferenciando los costos y gastos relacionados a cada una de las actividades reguladas que realizan las empresas.

La información recopilada por la URSEA es detallada, con mayor desagregación que aquella que brindan los balances de la empresa y permite, de esta forma, satisfacer los requerimientos de las actividades del regulador.

La Contabilidad Regulatoria constituye una base de datos histórica de ingresos, costos, activos y pasivos reales de la empresa. Se trata de un elemento imprescindible tanto para facilitar el análisis que realiza URSEA en ocasión de los ajustes tarifarios, como para utilizarla de referencia en este estudio, en las instancias de determinación de los costos eficientes. Además, posibilita el seguimiento de las inversiones en equipamiento y activos, permitiendo comparar el desempeño de la empresa con otras empresas del sector en distintos países

Por tal motivo, y frente a la no disponibilidad de datos completos de costos de explotación de la empresa, se ha considerado como alternativa apropiada, utilizar la información que se encuentra en el ANEXO III (Cuadro de Distribución de Costos de Distribución y Comercial) y cuadro IX (Información estadística básica) de la contabilidad regulatoria como base para definir los costos de explotación correspondientes a la red de MT a utilizar para el cálculo de los cargos tarifarios. En el Anexo B del informe se encuentran las tablas de contabilidad regulatoria utilizadas.

Los costos presentados en el ANEXO III se encuentran clasificados como:

- Costos comerciales
- Costos de distribución
- DOP: costos de compra

A su vez los costos se encuentran agrupados en las siguientes categorías:

- Procesos directos
  - Compra energía
  - Combustibles para generación
  - Definición de directrices estratégicas
  - Gestión Energética y Comercialización Mayorista
  - Generar Energía Autónoma
  - Distribución de Energía Eléctrica
    - Planificar, Proyectar y Desarrollar la Infraestructura la Red de Distribución
    - Explotar la Red de Distribución
  - Gestión Comercial de Energía Eléctrica
    - Gestionar solicitudes de suministro
    - Diseño y Desarrollo de Productos y Servicios
    - Gestionar Relaciones con los Clientes
    - Ciclo Comercial
    - Atención de Clientes



- Regularizar energía no facturada
- Gestión Ambiental
- Procesos no directos o de apoyo
  - Gestión Humana
  - Gestión de Tecnología de información y Telecomunicaciones
  - Gestión Económico-Financiera
  - Abastecimiento
  - Gestionar el Entorno Regulado
  - Servicios de Infraestructura No Eléctrica
  - Gestión Jurídico - Notarial
  - Adm. Procesos Corporativos
  - Administrar procesos diversos
  - Gastos no asignables
  - Gastos Financieros
  - Tributos Nacionales
  - Previsión
- Amortizaciones y depreciaciones
- Costos Asignados de las Unidades de Dirección y Servicios Corporativos
  - Indirectos
  - Corporativos
  - Costos Financieros
- Impuesto al Patrimonio

El Costo de Explotación y de Administración y Ventas referente a Distribución y comercial declarado para el año 2017 es 28.919 MM pesos uruguayos (1.001,4 MM USD; tasa de cambio 28,88 pesos uruguayos / USD). Este valor incluye todo los conceptos mencionados previamente.

La información correspondiente a la contabilidad regulatoria se corresponde con el costo total de explotación de UTE, no existiendo una desagregación de los costos por nivel de tensión por lo que resultó necesario identificar aquellos costos correspondientes a la red de MT, que son aquellos involucrados en el objeto del presente estudio, de acuerdo a la metodología indicada en el punto siguiente.

Se solicitó a la empresa la desagregación de esta información por nivel de tensión, la que hasta el momento no fue recibida.

Cabe destacar que la empresa en el año 2017 realizó un rediseño del proceso de costeo ABC y adquirió un nuevo software que da soporte al mismo. En este contexto la empresa planteó que al tratar de desagregar la información por nivel de tensión la misma no era consistente como para ser entregada a los efectos de ser utilizada por esta consultoría. Frente a esta situación, se decidió realizar el trabajo de desagregación de la información de Contabilidad Regulatoria por nivel de tensión para poder obtener una estimación de los costos de explotación de media tensión.

## 2.2 IDENTIFICACIÓN DEL CAOYM DE LA RED DE MT

A efectos de la identificación de los costos de operación y mantenimiento atribuibles a la red de MT, en primer término, se eliminaron aquellos costos que no son asignables a la gestión de redes, los que se indican a continuación:

- Compra energía
- Combustibles para generación
- Definición de directrices estratégicas
- Gestión Energética y Comercialización Mayorista
- Generar Energía Autónoma
- Amortizaciones y depreciaciones
- Impuesto al Patrimonio (se elimina ya que deben calcularse únicamente los impuestos al patrimonio de media tensión, el que posteriormente se adiciona al cálculo)

De esta manera el CAOyM declarado por UTE para el año 2017, eliminando los costos listados anteriormente, es de 13.562 MM pesos uruguayos (469,6 MM USD; tasa de cambio 28,88 pesos uruguayos / USD).

Posteriormente se procedió a identificar aquellos costos asignables a la red de MT de acuerdo a la metodología indicada en los puntos 2.2.1 y 2.2.2., que resultó de 117,2 MMUSD, de acuerdo a lo presentado en la siguiente tabla.

Costo	Valor [miles USD]	%
CAOyM MT	125.841	26,8%
Otros CAOyM	343.738	73,2%
<b>CAOyM TOTAL</b>	<b>469.579</b>	<b>100%</b>

Tabla 2-2 CAOyM por nivel de tensión

Finalmente, el valor de CAOyM de MT clasificado en costos comerciales y costos de distribución, se muestra en la siguiente tabla:

Costo	Valor [miles USD]	%
CAOyM MT - Distribución	124.844	99,2%
CAOyM MT - Comercial	997	0,8%
<b>CAOyM TOTAL MT</b>	<b>125.841</b>	<b>100%</b>

Tabla 2-3 CAOyM TOTAL UTE: costos comerciales y costos de distribución

### 2.2.1 Asignación de CAOyM a distribución MT

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.

La ecuación planteada es la siguiente:

$$CAOyM_{distMT} = CAOyM_{distTOT} \times [C \cdot (Longred_{MT} / Longred_{TOT}) + D \cdot (Energ_{MT} / Energ_{TOT})]$$

Dónde:

$CAOyM_{distMT}$  = CAOyM distribución MT

$CAOyM_{distTOT}$  = CAOyM distribución total (Dato contabilidad regulatoria)

$Longred_{MT}$  = Longitud red MT

$Longred_{TOT}$  = Longitud red TOTAL

$Energ_{MT}$  = Venta de energía en MT (GWh).

$Energ_{TOT}$  = Venta de energía TOTAL en distribución (GWh) correspondientes a clientes MC2, GC2 y Z2.

C y D = Ponderadores de longitud red y energía (GWh). (C + D = 1). Estos ponderadores se han propuesto a partir de la experiencia de BAES en estudios de costos realizados en otras empresas distribuidoras de la región.

Los ponderadores para la asignación de los CAOyM a la etapa MT de la red se presentan en la siguiente tabla.

Ponderador	Valor	Descripción
C	70%	Longitud de redes
D	30%	Venta de energía

Tabla 2-4 Ponderadores asignación CAOyM distribución MT

De esta manera el valor de CAOyM<sub>distMT</sub> se calcula como:

$$\text{CAOyM}_{\text{distMT}} = \text{CAOyM}_{\text{distTOT}} \times [0,7 \times (51.770 \text{ km} / 84.245 \text{ km}) + 0,3 \times (1.034.734 / 8.204.250)]$$

Esta asignación de costos a la red de MT, se valida contra un benchmarking de valores obtenidos de estudios tarifarios recientes efectuados por empresas distribuidoras de la región, donde se comparan los CAOyM de la red MT expresados por km de red y referidos al VNR de MT.

### 2.2.2 Asignación CAOyM comercial MT

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 ecuación planteada es la siguiente:

$$\text{CAOYM}_{\text{comMT}} = \text{CAOYM}_{\text{comTOT}} \times [ A \times (\text{Usu}_{\text{MT}} / \text{Usu}_{\text{TOT}}) + B \times (\$ \text{Energ}_{\text{MT}} / \$ \text{Energ}_{\text{TOT}}) ]$$

Dónde:

CAOyM<sub>comTOT</sub> = CAOyM comercial total (Dato contabilidad regulatoria)

CAOyM<sub>comMT</sub> = CAOyM comercial MT

Usu<sub>MT</sub> = Usuarios MT

Usu<sub>TOT</sub> = Usuarios TOTAL

\$Energ<sub>MT</sub> = Venta de energía MT (USD)

\$Energ<sub>TOT</sub> = Venta de energía TOTAL (USD)

A y B = Ponderadores de usuarios y venta energía (USD). (A + B = 1). Los valores propuestos para los ponderadores surgen de la experiencia de BAES en estudios de costos realizados en otras empresas distribuidoras de la región. Se ha propuesto mayor peso ponderado para la cantidad de usuarios, lo que resulta razonable en función a la experiencia de BAES, y ante la falta de información para la adopción de un criterio más preciso.

Los ponderadores para la asignación de los CAOyM a la etapa MT de la red se presentan en la siguiente tabla.

Ponderador	Valor	Descripción
A	95%	Cantidad de usuarios
B	5%	Monto de venta de energía

Tabla 2-5 Ponderadores asignación CAOyM comercial MT

De esta manera el valor de CAOyM<sub>distMT</sub> se calcula como:



$$\text{CAOYM}_{\text{comMT}} = \text{CAOYM}_{\text{comTOT}} \times [0,95 * (748 / 1.460.432) + 0,05 * (4.173.098.314 / 47.127.148.456)]$$

El valor del CAOyM comercial anual resultante, es el siguiente:

$$\text{CAOyM} = \mathbf{996.655 \text{ USD/año}}$$

El valor del CAOyM comercial (sin incluir el monto correspondiente al Impuesto al Patrimonio -IP-), expresado en forma unitaria por usuario, es el siguiente:

$$\text{CAOyM} = \mathbf{996.655 \text{ USD} / 748 \text{ usuarios} = 1.332 \text{ USD/usuario-año}}$$

Si a este valor se incorpora el monto anual del IP, resulta:

$$\text{CAOyM} + \text{IP} = (\mathbf{996.655 + 82.681}) \text{ USD} / 748 \text{ usuarios} = \mathbf{1.443 \text{ USD/usuario-año}}$$

Que expresado en valores mensuales resulta:

$$\text{CAOyM} + \text{IP} = \mathbf{120,2 \text{ USD/usuario-mes}}$$

Esta asignación de costos a la red de MT, se valida contra un benchmarking de valores obtenidos de estudios tarifarios recientes efectuados por empresas distribuidoras de la región, donde se comparan los CAOyM comercial MT, expresados por usuario MT, y la relación con el CAOyM total de MT.

### 2.3 EVALUACIÓN DE LA RAZONABILIDAD DE LOS CAOYM MT PARA FINES TARIFARIOS

A efectos de validar los costos a utilizar para el cálculo de los cargos, se procedió a evaluar su razonabilidad sobre la base de una comparación (benchmarking) con información correspondiente a revisiones tarifarias recientes de empresas con características similares a UTE.

Para el benchmarking se utilizaron dos indicadores para los CAOyM MT de distribución y dos para el CAOyM MT comercial:

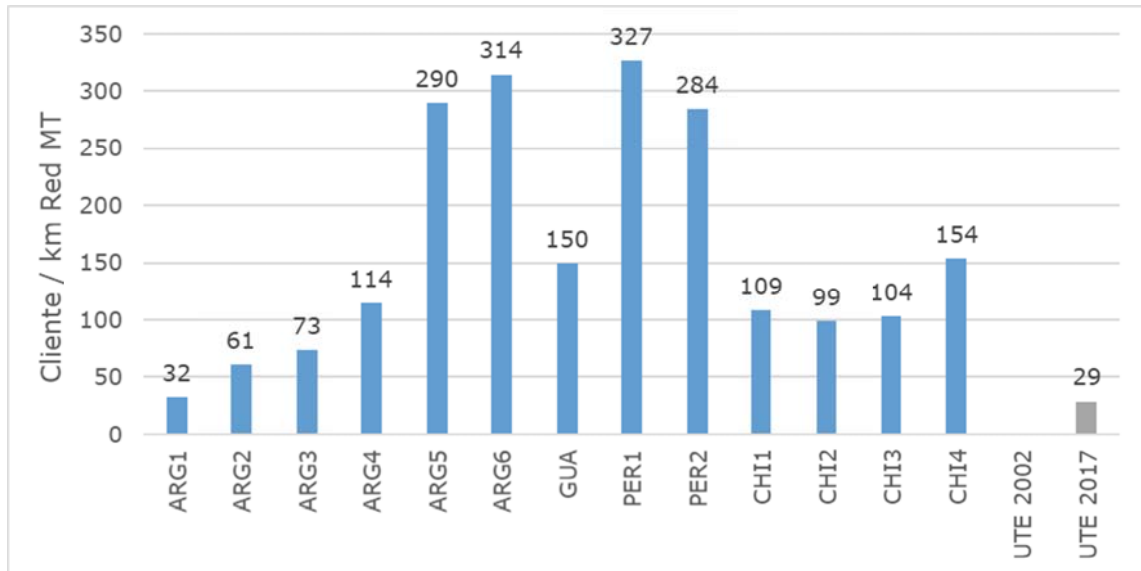
- CAOyM MT Distribución MT
  - Relación entre CAOyM MT totales y el VNR MT
  - Relación entre CAOyM MT totales y longitud de red de MT
- CAOyM MT comercial MT
  - Relación entre CAOyM MT comercial y cantidad de usuarios MT
  - Relación entre CAOyM MT totales y CAOyM MT comercial

A efectos de hacer las cifras comparables se ha procedido a homologar los valores a dólares estadounidenses, moneda de referencia típica de la región.

Como resultado del análisis se concluye que los valores correspondientes a UTE resultan razonables y se encuentran dentro de del rango de empresas de la región. En particular se ha tenido en cuenta que los costos de explotación están directamente relacionados con la



longitud de las redes atendidas, indicador en el cual UTE presenta valores inferiores a la media de la región.



### 2.3.1 Verificación CAOyM MT de distribución propuesto

A continuación, se presentan los indicadores para verificar los valores propuestos para el CAOyM de distribución MT.

#### A. RELACIÓN ENTRE CAOYM MT TOTALES Y EL VNR MT

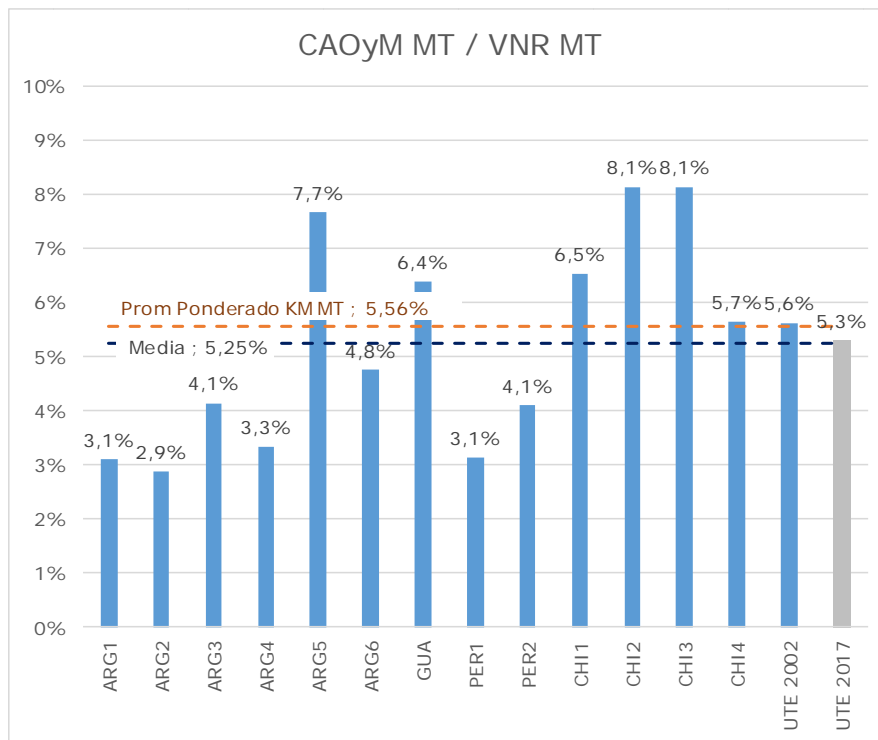


Ilustración 2-1 Comparación CAOyM MT total v.s. VNR MT

Los resultados demuestran que:

- El valor propuesto para UTE presenta la relación CAOyM MT y VNR MT cercano a la media de los valores presentados
- Los valores varían entre 2,9% y 8,1%
- El promedio de todas las empresas es 8,25%
- El promedio ponderado por longitud de red de MT (km) es 5,56%

B. RELACIÓN ENTRE CAOYM MT TOTALES Y LONGITUD DE RED DE MT

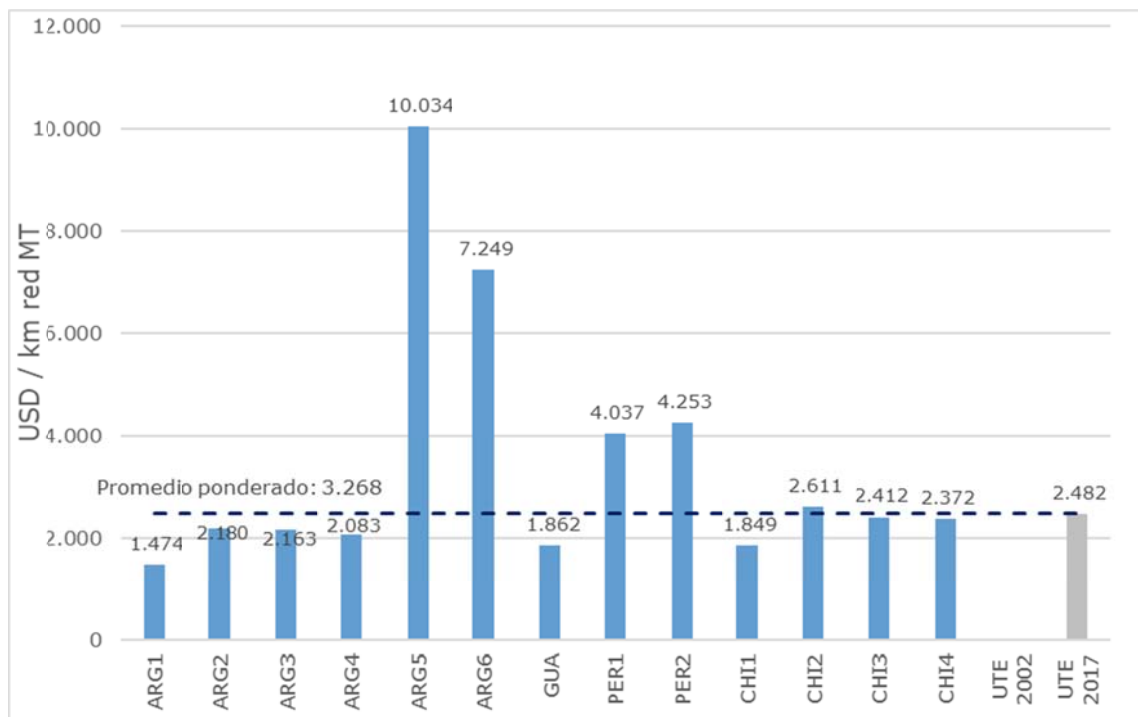


Ilustración 2-2 Comparación CAOYM MT total por km red de MT

Los resultados demuestran que:

- El valor propuesto para UTE presenta la relación CAOyM MT por longitud de red de MT inferior a la media de los valores presentados
- Los valores varían entre ~ 1.450 y 10.000 USD/km
- Cabe mencionar que los valores más alto se corresponden con empresas con una densidad de clientes por longitud de red de MT muy superior al resto y además ARG5 y ARG6 se corresponde con dos empresas Argentinas que se encuentra en un proceso de recuperación de sus redes
- El promedio ponderado por longitud de la red MT (km) (los costos unitarios por km de cada distribuidora se ponderan por la longitud de la red de cada una para obtener el valor promedio) de todas las empresas es de 3.268 USD/km



### 2.3.2 Verificación CAOyM MT comercial propuesto

A continuación, se presentan los indicadores para verificar los valores propuestos para el CAOyM de distribución MT. No se considera el valor correspondiente a la empresa de Chile ya que en este país no se calcula un cargo comercial específico para usuarios MT.

#### A. RELACIÓN CAOYM COMERCIALES MT Y CANTIDAD DE USUARIOS MT

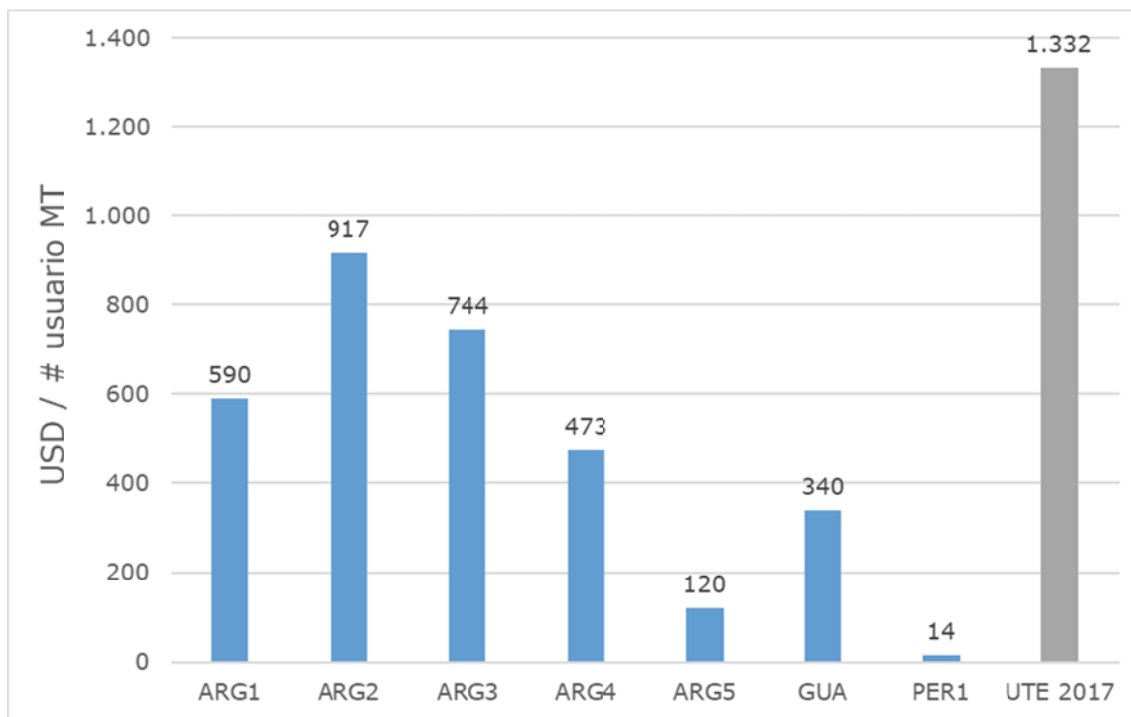


Ilustración 2-3 Comparación CAOyM comerciales MT por usuarios MT

El valor correspondiente a la distribuidora de Perú es muy bajo porque solamente se consideran los costos directos de lectura, facturación y cobranza.

Los resultados demuestran que:

- El valor propuesto para la distribuidora presenta la relación CAOyM comercial MT y cantidad de usuarios MT superior a la media de los valores presentados, de 457 USD/usuario MT.
- Los valores varían entre 14 USD/Cliente (dónde la mayoría de los cargos son variables) y 1400 USD/Usuario

Cabe aclarar que resulta esperable que el valor unitario por usuario sea elevado para la UTE, debido que la cantidad de usuarios por km de red de MT de la UTE es sustancialmente inferior al de las otras empresas.

B. RELACIÓN DEL CAOYM COMERCIALES MT Y CAOYM MT TOTALES

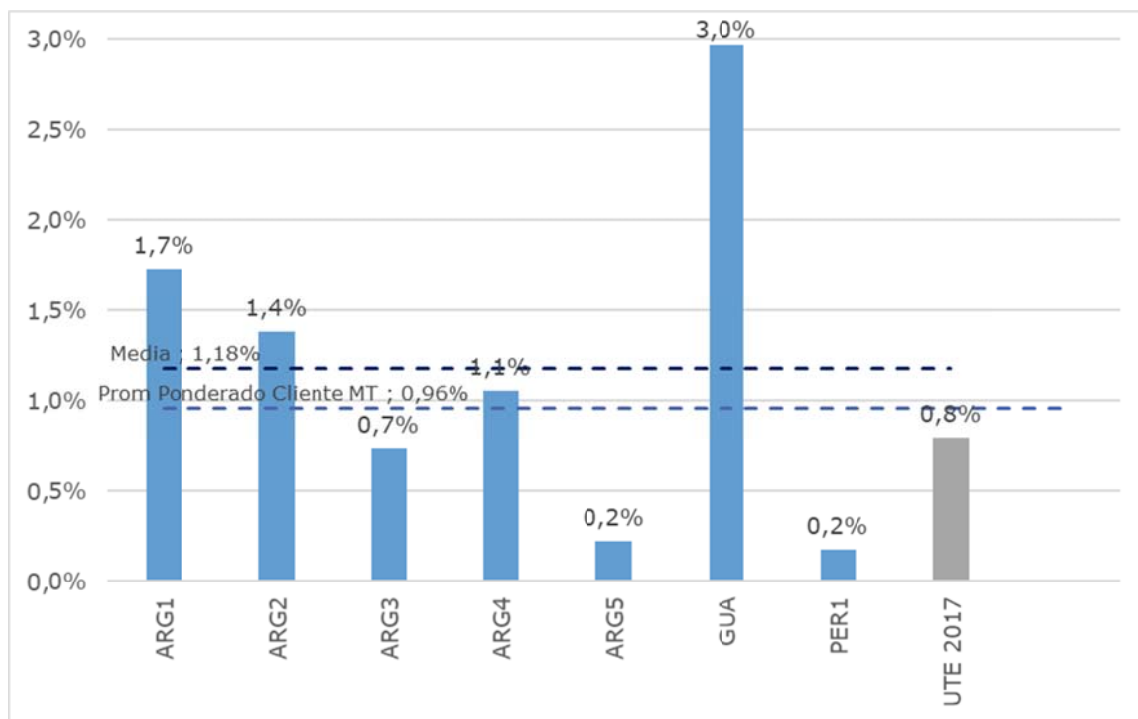


Ilustración 2-4 Comparación CAOyM comerciales MT y CAOyM Totales

Los resultados demuestran que:

- El valor propuesto para UTE presenta la relación CAOyM comercial MT y CAOyM TOTALES inferior a la media de los valores presentados
- Los valores varían entre 0,2% y 3,0%
- El promedio de todas las empresas es 1,18%
- El promedio ponderado por usuario MT es 0,96%

**2.3.3 Comparación contra el cálculo del Cargo Fijo Tarifario de UTE**

Los valores obtenidos para el costo comercial unitario, expresado en \$/usuario-mes, se comparan contra la propuesta de Cargo Fijo Tarifario para usuarios de MT presentada por UTE, la que se sintetiza a continuación.

A. COSTOS DE LA ACTIVIDAD COMERCIAL

Los costos unitarios de la actividad comercial para usuarios en MT presentados por UTE son los siguientes:

Actividad	USD/usuario-mes	\$/usuario-mes
Lectura	0,00	0
Distribución	1,13	33

Cobranza	0,83	24
Oficinas	3,68	106
Costos indirectos	0,00	0
<b>TOTAL</b>	<b>5,64</b>	<b>163</b>

Tabla 2-6 Costo unitarios de actividades comerciales usuarios MT - UTE

#### B. COSTOS DE REPOSICIÓN Y CAOYM DE LA INSTALACIÓN DE ENLACE

Estos costos comprenden la reposición y el mantenimiento de las instalaciones de enlace de los usuarios MT (acometida, equipos de protección y desconexión y sistema de medición), que son pagados inicialmente por el usuario en el momento de la conexión del servicio, pero que el distribuidor mantiene y repone al finalizar la vida útil de las mismas. En el caso de los usuarios de peaje no se efectúa el mantenimiento y reposición del sistema de medición.

Para calcular estos costos UTE valorizó estas instalaciones típicas a precios de diciembre de 2017, consideró que el 9% de estas instalaciones son internas y el 91% restante son externas, asumió una vida útil de 30 años, CAOyM anuales equivalentes al 1,76% del VNR de la instalación (relación registrada en el estudio VADE 2001) y una tasa de descuento del 10%.

Los costos de reposición y CAOyM de las instalaciones de enlace de los usuarios MT obtenidos por UTE se presentan en la siguiente tabla:

Costo	USD/usuario-mes	\$/usuario-mes
Reposición de instalaciones	16,69	482
CAOyM de instalaciones	50,38	1.455
<b>TOTAL</b>	<b>67,07</b>	<b>1.937</b>

Tabla 2-7 Costos unitarios de reposición y CAOyM de las instalaciones de enlace de usuarios MT - UTE

#### C. CARGO FIJO RESULTANTE

Agrupando todos los componentes de costos determinados, UTE obtiene el costo comercial que deben configurar el cargo fijo de los usuarios MT.

Actividad	USD/usuario-mes	\$/usuario-mes
Actividades comerciales	5,64	163
Reposición de instalaciones	16,69	482
CAOyM de instalaciones	50,38	1.455
<b>COSTO COMERCIAL TOTAL</b>	<b>72,71</b>	<b>2.100</b>

Tabla 2-8 Costo unitarios comerciales totales usuarios MT - UTE



Considerando que UTE tiene 748 usuarios de MT a diciembre de 2017, los costos comerciales anuales para usuarios MT correspondientes a estos costos unitarios mensuales son los siguientes:

	USD/año	\$/año
Costos comerciales anuales usuarios MT	<b>652.645</b>	<b>18.849.600</b>

Tabla 2-9 Costo comerciales anuales totales usuarios MT - UTE

A continuación, se efectúa la comparación entre el costo comercial anual para usuarios MT obtenido de la presentación del Cargo Fijo para usuarios MT presentado por UTE y el valor que surge de la asignación de los costos del Anexo III de la Contabilidad Regulatoria.

Comparación de costos anuales comerciales para usuarios MT		
Costos presentados por UTE	USD/año	652.645
Costos asignados de la Contabilidad Regulatoria	USD/año	1.079.336
Diferencia	%	65%

Tabla 2-10 Comparación entre costos comerciales anuales totales para usuarios MT

Como surge de la comparación los costos anuales comerciales para usuarios MT obtenidos de la Contabilidad Regulatoria resultan un 60% más elevados de los que surgen de la presentación para el cargo fijo de UTE. Esta diferencia podría deberse a que el cálculo de UTE no incluía los costos indirectos, los cuales se pueden obtener de la Contabilidad Regulatoria.

## 2.4 CÁLCULO COSTOS DE CAOYM SE MT/BT

A efectos de la identificación de los costos de operación y mantenimiento atribuibles a la transformación MT/BT se ha realizado un benchmarking relacionando VNR y costos operativos de este tipo de activos de otras empresas de la región.

El cálculo de los costos de operación y mantenimiento para la transformación MT/BT es sólo referencial, debido a que estas instalaciones no forman parte del cálculo del cargo de peaje a usuarios de MT, por no ser utilizados por los mismos.

A continuación, se presentan los valores del benchmarking que relaciona los costos de operación y mantenimiento de SE MT/BT y el VNR de este tipo de activos.

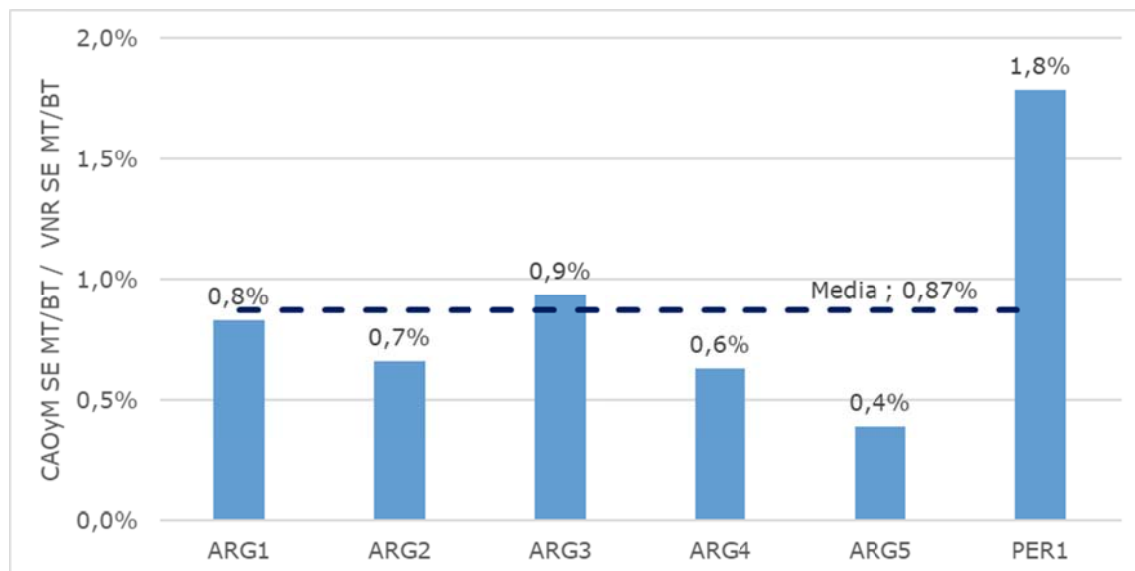


Ilustración 2-5 Relación entre costos de O&M SE MT/BT y VNR SE MT/BT

Se adopta el valor medio de **0,87% del VNR MT/BT** como referencia de cálculo, a partir del cual se estiman los costos de explotación correspondiente a la operación y mantenimiento de las SE MT/BT.

ETAPA DE ST y RED MT	Costo CAOyM distribución [ miles USD/año ]					TOTAL
	ADT 1	ADT 2	ADT 3	ADT 4	ADT 5	
<b>3 - Subestaciones transformadoras MT/BT</b>	1.186	1.836	269	765	1.783	5.838

Tabla 2-11 CAOyM SE MT/BT

### 3. CONSIDERACIÓN DE LOS IMPUESTOS CORRESPONDIENTES

Como parte de los costos la red de MT se ha considerado, de manera similar al criterio utilizado para el cálculo del cargo de Subtransmisión, el Impuesto al Patrimonio asociado a esta etapa de la red.

El Impuesto al Patrimonio (que en adelante nos referiremos como "IP"), es un impuesto anual que grava el patrimonio de personas físicas y jurídicas, localizado en Uruguay a la fecha del cierre del ejercicio fiscal.

Según lo informado por UTE, el monto del IP correspondiente a la red MT y a la transformación MT/BT para el año 2017 fue de 6.875.153 USD y 82.681 correspondiente a la parte comercial MT. En adelante lo denominaremos  $IP_{MT-dist}$  y  $IP_{MT-com}$ .

Para distribuirlo entre las diferentes subetapas que componen la red MT este monto total del  $IP_{MT-dist}$  se ha expresado como un porcentaje del VNR determinado para la totalidad de la red MT, más el VNR correspondiente a la transformación MT/BT, determinándose así el  $\%IP_{MT}$ , según la expresión siguiente.

$$\%IP_{MT-dist} = IP_{MT-dist} / VNR_{MT+Tr.MT/BT} = 6.875.153 \text{ USD} / 3.039.336 \text{ M USD} = 0,23 \%$$

Este valor  $\%IP_{MT-dist}$  expresado en forma porcentual se aplicó al VNR de cada subetapa componente de la red MT ( $VNR_{SE}$ ), y a la etapa de transformación MT/BT, de manera de determinar el  $IP_{SE}$  correspondiente a cada una de ellas, aplicando la siguiente expresión.

$$IP_{SE} = \%IP_{MT-dist} \times VNR_{SE}$$

Los resultados obtenidos se muestran en la tabla siguiente. El factor de impuesto al patrimonio para la etapa de transformación ST/MT es 5,1% del costo de explotación de ST. El cálculo y los valores resultantes se presentan en la tabla siguiente.

ETAPA DE ST y RED MT	VNR [ miles USD ]	CAOyM [ miles USD/año ]	IP [ % ]	IP [ miles USD/año ]
<b>0 - Subtransmisión, transformación ST/MT</b>		21.478	5,09% del CAOyM	1.092
1 - Líneas aéreas y cables	1.905.450		0,23% del VNR	4.310
2 - Equipos de MT (protección, maniobra y conexiones MT)	462.851		0,23% del VNR	1.047
<b>TOTAL</b>	<b>2.368.302</b>			<b>6.450</b>
<b>3 - Subestaciones transformadoras MT/BT</b>	671.032		0,23% del VNR	1.518

Tabla 3-1 Impuestos al patrimonio

Este monto anual del IP correspondiente a distribución MT forma parte de los costos de cada subetapa de la red MT.

El  $IP_{MT-com}$  también fue informado por UTE y se agregó directamente al costo comercial para ser recuperado a través del cargo fijo.

#### 4. CÁLCULO DEL VADE MT

El VADE correspondiente a la etapa de media tensión de la red de distribución (VADE MT) representa la remuneración anual requerida para operar y mantener las redes de MT y atender a los usuarios conectados a la misma, más los costos correspondientes a la anualidad de inversión y de operación y mantenimiento de la ET ST/MT. No se incluyen en el cálculo los costos relacionados con la tasa de conexión de los usuarios a la red de MT.

Los criterios utilizados se ajustan a lo indicado en el título II del reglamento de distribución de energía eléctrica: Remuneración del distribuidor por el servicio de distribución.

El reglamento indica en el artículo 61° que el VADE, para todos los niveles de tensión, se compone por los siguientes conceptos:

- Remuneración de capital
- Costos de administración, operación y mantenimiento de las instalaciones
- Costos comerciales
- Costos de las pérdidas

A su vez en el artículo 62° se indica que el VADE se expresa a través de los siguientes componentes:

- Remuneración estándar del capital, y costos estándares de administración, mantenimiento y operación asociados a la distribución, para distintos niveles de tensión, por unidad de potencia distribuida. La potencia distribuida podrá ser definida para distintos bloques horarios o estacionales, debiendo al menos definirse el bloque de demanda máxima anual del sistema eléctrico.
- Pérdidas medias de distribución en potencia y energía para la red adaptada eficiente de referencia.
- Costo fijo por usuario, asociado a los costos de atención comercial, así como los correspondientes a los procesos de emisión, distribución, y cobranza de la factura. En el caso de los Suscritores se agregarán los costos del proceso de lectura, así como los de mantenimiento y reposición del empalme y el equipamiento de medida y control. Asimismo, se adicionarán otros costos de la actividad comercial relativos a atención comercial y control de fraudes.

De esta manera se obtiene que el  $VADE_{MT}$ , que es equivalente a la remuneración anual que debe percibir UTE, y se compone con los siguientes conceptos de costos:

Componentes VADE	Concepto de costo	
Remuneración estándar del capital, y costos estándares de administración, mantenimiento y operación asociados a la distribución por unidad de potencia distribuida	<b>AVNR</b>	Anualidad del $VNR_{MT}$ de las instalaciones MT + ET ST/MT
	<b>CAOyM<sub>distMT</sub></b>	CAOyM <sub>MT</sub> Distribución + ET ST/MT
	<b>IP<sub>distMT</sub></b>	Impuesto al patrimonio instalaciones MT + ET ST/MT
Costo fijo por usuario	<b>CAOyM<sub>comMT</sub></b>	CAOyM <sub>MT</sub> Comercial
	<b>IP<sub>comMT</sub></b>	Impuesto al patrimonio comercial MT
Costo de las pérdidas de energía y potencia de la red adaptada eficiente	<b>CEMT</b>	Costos por pérdidas de energía y potencia para suministros en MT

Tabla 4-1 Componentes del VADE y conceptos de costos

La siguiente fórmula expresa el VADE<sub>MT</sub>, o la remuneración anual, correspondiente a la MT.

$$\text{VADE MT [ \$/año ]} = \text{AVNR} + \text{CAOyM}_{\text{distMT}} + \text{IP}_{\text{distMT}} + \text{CAOyM}_{\text{comMT}} + \text{IP}_{\text{comMT}} \text{CEMT}$$

A continuación, se indican los criterios realizados para el cálculo de cada uno de los componentes integrantes de los cargos del VADE MT.

#### 4.1 ANUALIDAD DEL VNR DE LAS INSTALACIONES MT

Las anualidades se calculan aplicando el frc, para cada tipo de instalación o subetapa, al VNR determinado en el Informe de avance N°1, al cual se le adiciona el valor correspondiente a la ET ST/MT.

$$\text{AVNR}_{\text{SE}} = \text{fr}_{\text{SE}} \times \text{VNR}_{\text{SE}}$$

La siguiente tabla presenta la anualidad de las instalaciones por subetapa.

ETAPA DE ST y RED MT	Anualidad TOTAL [ miles USD/año ]
<b>0 - Subtransmisión, transformación ST/MT</b>	47.370
1 - Líneas aéreas y cables	188.271
2 - Equipos de MT (protección, maniobra y conexiones MT)	45.714
<b>TOTAL</b>	<b>281.355</b>
<b>3 - Subestaciones transformadoras MT/BT</b>	66.269

Tabla 4-2 Anualidad de los activos de MT de UTE por subetapas

El VNR a considerar para el cálculo del VADE MT, no incluye la etapa de transformación MT/BT, porque esta etapa no es utilizada por los usuarios de MT y forma parte del VADE de la etapa de BT de la red de distribución.

##### 4.1.1 FRC: factor de recuperación de capital

El factor de recuperación de capital considera la amortización anual y la rentabilidad del capital inmovilizado para una tasa "i" y una vida útil "n".

$$frc = \frac{i \times (1+i)^n}{(1+i)^n - 1} = \frac{i}{(1+i)^n - 1} + i$$

Dónde:

*Frc* = Factor de Recuperación de Capital.

*n* = Vida útil Promedio ponderada por el Costo de Reposición de los Activos

*i* = Tasa de rentabilidad calculada por URSEA.

El primer término representa la amortización anual anticipada mientras que el segundo representa el interés anual sobre el capital inmovilizado.



La vida útil para calcular el frc (anualidad) es la definida en el Artículo 64 del Decreto N° 277/002, del 28 de junio de 2002, que aprueba el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, tal como se transcribe a continuación:

**"Artículo 64°.** El costo de inversión por unidad de potencia transmitida en la red de distribución será calculado a partir de la anualidad constante de costo de capital correspondiente al Valor Nuevo de Reemplazo de la red eficiente de referencia.

La anualidad será calculada considerando una vida útil de Instalaciones de Distribución de **treinta (30) años** y la tasa de actualización definida para fines tarifarios."

		Activos propios	Activos de terceros	Subtransmisión	Terrenos SE
<b>n</b>	años	30	30	30	
<b>i</b>	%	9,17%	9,17%	9,17%	9,17%
<b>FRC</b>		0,0988	0,0071	0,0988	0,0917

Tabla 4-3 Factor de recuperación de capital para activos de MT propios, de terceros y de subtransmisión

#### 4.1.2 VNR

El VNR de las instalaciones adaptadas de MT se corresponde con el determinado en el informe de avance N° 1 y se presenta en la siguiente tabla, al cual se le adiciona el valor correspondiente a la ET ST/MT.

ETAPA DE ST y RED MT	VNR TOTAL [ miles USD ]
<b>0 - Subtransmisión, transformación ST/MT</b>	479.416
1 - Líneas aéreas y cables	1.905.452
2 - Equipos de MT (protección, maniobra y conexiones MT)	462.851
<b>TOTAL</b>	<b>2.847.719</b>
<b>3 - Subestaciones transformadoras MT/BT</b>	671.033

Tabla 4-4 VNR de los activos de MT de UTE por subetapas

El VNR a considerar para el cálculo del VADE MT, no incluye la etapa de transformación MT/BT, porque esta etapa no es utilizada por los usuarios de MT y forma parte del VADE de la etapa de BT de la red de distribución.

#### 4.2 COSTOS DE ADMINISTRACIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO (CAOYM)

A efectos de la determinación de los cargos del VADE MT, se debe diferenciar entre los costos de distribución y los costos de comercialización ya que cada uno se recuperará a través de cargos diferentes.

El CAOyM<sub>MT</sub> determinado en el capítulo 2 más el correspondiente a la ET ST/MT se deben recuperar en su totalidad. Por un lado, el CAOyM de distribución se incorpora a la remuneración anual total de la red MT (RMT), mientras que el CAOyM comercial MT forma parte del costo fijo.

#### 4.2.1 CAOyM DIST

El cálculo y valor total de CAOyM<sub>MT</sub> de distribución se presentó en el capítulo 2 al que se le adicionó el valor correspondiente a la ET ST/MT, de acuerdo a lo indicado en la siguiente tabla.

Costo	Valor [miles USD/año]
ET ST/MT – Subtransmisión	21.478
CAOyM MT – Distribución Red MT	124.844
<b>CAOyM Distribución a VADE MT</b>	<b>146.322</b>

Tabla 4-5 CAOyM distribución a VADE MT

#### 4.2.2 CAOyM COM

El valor de CAOyM<sub>MT</sub> comercial utilizado para el cálculo del cargo es el definido en el capítulo 2. Además, se adiciona el impuesto al patrimonio correspondiente a la parte comercial informado por UTE.

Costo	Valor [miles USD/año]
CAOyM MT - Comercial	997
Impuesto al patrimonio comercial	82
<b>CAOyM comercial a VADE MT</b>	<b>1.079</b>

Tabla 4-6 CAOyM comercial MT

### 4.3 INCORPORACIÓN DEL IMPUESTO AL PATRIMONIO

El impuesto al patrimonio correspondiente a la distribución MT, definido en el capítulo 3 (IP<sub>MT-dist</sub>), se incorpora a la red MT como un porcentaje del VNR de cada subetapa.

$$IP_{SE} = \%IP \times VNR_{SE}$$

Cabe aclarar que el IP<sub>MT-com</sub> se agrega directamente al costo comercial a VADE MT ya que se debe recuperar a través del cargo fijo comercial.

### 4.4 COSTO DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA

El costo de las pérdidas de energía debe recuperar las pérdidas adaptadas definidas en el informe de avance N° 1. Las mismas se recuperan con cargos tarifarios expresados a través del factor de expansión de pérdidas de energía.

Para determinar las pérdidas de energía y potencia en las distintas etapas de la red de UTE se elaboró inicialmente un balance de energía y potencia para el año 2016, y luego, a partir de los porcentajes de pérdidas en las distintas etapas de la red, se calcularon los factores de expansión de pérdidas correspondientes.

#### 4.4.1 Balance de energía y potencia de UTE para el año 2016

El balance de energía y potencia de UTE para el año 2016, se elaboró a partir de la información obtenida de las siguientes fuentes:

- Balance Energético incluido en la página 14 de la Memoria Anual 2016 de UTE.
- Resumen de transferencias de potencia en el año 2016 informado por UTE.
- Estudio "Valoración de Redes de Transmisión y Subtransmisión Eléctrica - noviembre 2017" - tabla de la página 18.
- Pérdidas en la red MT calculadas en el Capítulo 4 del Informe 1 del presente estudio.

En la tabla siguiente se presenta el balance de potencia y energía determinado, donde se indican en azul los valores obtenidos de las fuentes, mientras que el resto de los valores son calculados a partir de estos.

#### Balance de Energía y Potencia - UTE 2016

	Energía GWh	% pérdidas energía	FC/FCP	Potencia MW	% pérdidas potencia
Energía y potencia disponibles en transmisión para consumos de UTE <sup>1</sup>	11.155,0		0,65	1.964,0	
Pérdidas en Transmisión <sup>1</sup>	-390,0	3,50%			
Pérdidas en Subtransmisión <sup>2</sup>	-223,1	2,00%			
Energía y potencia entregada a la red de distribución en MT <sup>3</sup>	10.541,9		0,74	1.616,5	
Pérdidas en la red MT <sup>4</sup>	-110,8	1,05%	0,31	-40,8	2,52%
Pérdidas en líneas y cables <sup>4</sup>	-110,3	1,05%			
Pérdidas en Transformación MT/MT <sup>4</sup>	-0,5	0,00%			
Energía y potencia entregada a la red de distribución en BT	10.431,1		0,76	1.575,8	
Pérdidas en transformación MT/BT, red BT, conexiones y no técnicas	-1.781,2	16,90%	0,63	-324,6	16,53%
Energía y potencia consumida (facturada) <sup>1</sup>	8.873,0			1.251,2	

<sup>1</sup> Del Balance de Energía de la Memoria Anual de UTE 2016

<sup>2</sup> Del Estudio "Valoración de Redes de Transmisión y Subtransmisión Eléctrica - noviembre 2017"

<sup>3</sup> Valor informado por UTE

<sup>4</sup> Valores calculados por BAES durante el proceso de adaptación de las instalaciones MT

Tabla 4-7 Balance de energía y potencia de UTE para el año 2016

#### 4.4.2 Cálculo de los factores de expansión de pérdidas

Los factores de expansión de pérdidas de energía de cada etapa de la red se calculan a partir de los porcentajes de pérdidas de cada etapa, mediante las siguientes expresiones:

$$FEP = 1 / (1 - \%pe)$$

Donde:

%pe = es el porcentaje de pérdidas de energía o potencia de cada etapa de la red.

En la siguiente tabla se presentan los valores de los factores de expansión de pérdidas calculados aplicando la expresión anterior.

### Factores de expansión de pérdidas (FEP)

Etapa de la red	% de pérdidas	FEP	
Transmisión	3,50%	FEPE <sub>T</sub>	1,0362
Subtransmisión	2,00%	FEPE <sub>ST</sub>	1,0204
Distribución MT (energía)	1,05%	FEPE <sub>MT</sub>	1,0106
Distribución MT (potencia)	2,52%	FEPP <sub>MT</sub>	1,0259

Tabla 4-8 Factores de expansión de pérdidas para cada etapa de la red

#### 4.4.3 Cálculo del cargo por pérdidas de energía

Una vez determinados los factores de pérdidas de cada etapa de la red, y considerando que el factor de pérdidas acumulado para un suministro en MT se calcula como el producto de los factores de pérdidas de todas las etapas aguas arriba del punto de suministro, el cargo por pérdidas de energía y potencia se calcula como el producto del factor de expansión de pérdidas acumulado hasta el punto de suministro, menos 1, por el costo monómico de la energía ingresada a la red de distribución de UTE (costo de energía y potencia), según la siguiente expresión:

$$CPE_{MT} [$/kWh] = Pe \times ( FEPE_{MT} \times FEPE_{ST} \times FEPE_T - 1 )$$

El cálculo del Cargo por Pérdidas de Energía (CPE<sub>MT</sub>) se presenta en la tabla siguiente.

Cálculo del cargo por pérdidas de energía - diciembre 2017				
Costo monómico de energía	USD/kWh	0,0766	\$/kWh	2,21
Factor de pérdidas de energía en transmisión		1,0362		1,0362
Factor de pérdidas de energía en subtransmisión		1,0204		1,0204
Factor de pérdidas de energía en distribución MT		1,0106		1,0106
Factor de pérdidas de energía para suministros en MT		1,0686		1,0686
Factor de pérdidas de energía para suministros en MT - 1		0,0686		0,0686
<b>Cargo por pérdidas de energía en punta, llano y valle</b>	<b>USD/kWh</b>	<b>0,0053</b>	<b>\$/kWh</b>	<b>0,153</b>

Tabla 4-9 Factor de pérdidas, costos de energía y cargos por pérdidas en MT

El costo monómico de la energía ingresada a la red de distribución de UTE se calcula según se indicó en el punto G.1 del Anexo G del Informe 1 de este Estudio.

#### 4.5 POTENCIA DIVISORA

Para determinar el cargo unitario por potencia de la red MT se requiere determinar la potencia por la que se dividirán los costos de redes (anualidad del VNR y CAOyM).

Esta potencia divisora se determina como la suma de las potencias máximas contratadas de los usuarios en MT más la potencia máxima simultánea transferidas a la red de BT mediante las subestaciones de transformación MT/BT, restando la potencia de pérdidas correspondientes a los autoconsumos, pérdidas no técnicas y carenciados.

Los valores correspondientes al año 2016 fueron informados por UTE, y se presentan en la siguiente tabla.



Suma de potencias contratadas en punta	kW	279.100
Suma de potencias contratadas en llano	kW	361.864
Suma de potencias contratadas en valle	kW	369.762
<b>Potencia máxima total contratada por los usuarios MT</b>	kW	369.762
<b>Suma de potencias máximas coincidentes SE MT/BT</b>	kW	1.541.260
<b>Suma de potencias máximas coincidentes de pérdidas no técnicas</b>	kW	271.880
<b>Potencia divisora</b>	<b>kW</b>	<b>1.639.142</b>

*Tabla 4-10 Componentes de la potencia divisora para al cálculo del cargo por potencia en MT*

## 5. CRITERIOS Y CÁLCULOS PARA LA DETERMINACIÓN DE LOS CARGOS TARIFARIOS

En el presente capítulo se presentan los criterios generales con los cuales se efectuaron los cálculos de los cargos tarifarios para los usuarios de peaje de MT.

### 5.1 CÁLCULO DE LOS CARGOS TARIFARIOS

Para realizar el cálculo de los cargos tarifarios es importante tener en cuenta como es la estructura de las redes de UTE.

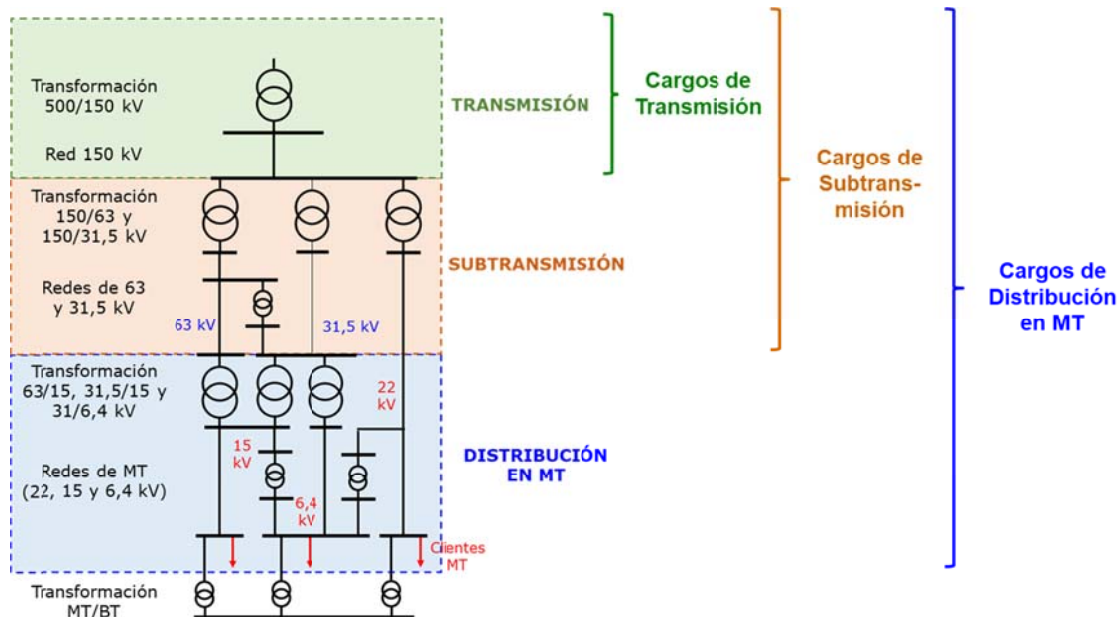


Ilustración 5-1 Estructura de cargas de las redes de UTE

El cargo de distribución MT (Cargo MT) por potencia contratada a pagar por los usuarios de peaje en MT, se determina como la suma de los cargos del VADE MT, más los cargos de las redes aguas arriba, en este caso los cargos de subtransmisión (que incluyen los de transmisión).

$$\text{Cargo MT}_{p,II,V} [\$/\text{KW-mes}] = \text{CST}_{p,II,V} + \text{VADE}_{\text{MT}}$$

Donde:

$\text{CST}_{p,II,V}$  : son los cargos de subtransmisión en los períodos de punta, llano y valle.

$\text{VADE}_{\text{MT}}$  : son los cargos correspondientes al VADE de la red MT.

El Cargo MT contempla desde la etapa de transformación ST/MT inclusive, hasta el comienzo de la etapa de transformación MT/BT, sin incluirla ya que forma parte de los costos de BT.

Los cargos de subtransmisión por banda horaria se aplican a la demanda en MT en cada banda horaria y se dividen por la suma de la potencia total suministrada MT a usuarios en MT y a la etapa de BT de la red de distribución.

Teniendo en cuenta que la estructura de la red de MT de UTE no tiene una cascada claramente definida que permita aplicar una tarifa por nivel de tensión, y que las tarifas



actualmente vigentes, al igual que en prácticamente todos los países de la región, prevén un cargo único en el nivel de MT, se considera apropiado mantener este criterio sin efectuar discriminación por el nivel de tensión de MT en que se conecte el usuario.

Además, a diferencia de los niveles de transmisión y subtransmisión, la tensión de suministro en MT depende de la existencia de redes en esa tensión (6,4, 15 o 22 kV) en la zona donde se ubica el usuario y no tiene sentido económico desarrollar redes de todas las tensiones que cubran el área de servicio de la empresa, por lo que el usuario no tiene opción de conexión.

## 5.2 CRITERIOS APLICADOS PARA EL CÁLCULO DE LOS CARGOS A USUARIOS DE PEAJE EN MT

Los cargos a pagar por los usuarios de peaje de la red MT son los siguientes:

- a) Cargo fijo comercial
- b) Cargo por potencia contratada
- c) Cargo por pérdidas de energía
- d) Cargos de subtransmisión para usuarios MT

Los tres primeros cargos son los definidos en el Artículo 75° del Reglamento de Distribución, mientras que el último es el que corresponde por el uso de la red de subtransmisión y transmisión.

### 5.2.1 Cargo fijo comercial

El cargo fijo para cubrir los costos comerciales se determina como el costo total de las actividades correspondientes (atención, emisión, facturación, distribución, cobranza, etc.) dividido por la cantidad de usuarios en MT.

$$CFMT [\$/mes] = \frac{CAOyM_{MT \text{ comercial}} + IP_{comMT}}{12 \times N^{\circ}usu_{MT}}$$

Donde:

$CAOyM_{MT \text{ comercial}}$ : son los costos anuales de las actividades comerciales para usuarios MT más el impuesto al patrimonio comercial determinado por UTE.

$IP_{comMT}$ : Impuesto al patrimonio comercial de usuarios MT

$N^{\circ}usu_{MT}$ : cantidad de usuarios con suministro en MT.

### 5.2.2 Cargo por potencia contratada

El cargo por unidad de potencia contratada se determina dividiendo los costos de capital y administración, operación y mantenimiento de la red de MT por la potencia total contratada por usuarios en MT más la potencia transferida a la etapa de BT de la red de distribución, descontando la potencia correspondiente a autoconsumos, pérdidas no técnicas y carenciados.

$$CPMT [$/kW - mes] = \frac{A \text{ VNR}_{MT} + CAOyM_{dist MT} + IP_{dist MT}}{12 \times (P_{usu MT} + P_{MT/BT} - P_{A+PNT+Car})}$$

Donde:



A VNR MT:	anualidad del VNR de la red MT
CAOyM <sub>dist MT</sub> :	costos de administración, operación y mantenimiento de distribución de la red MT
IP <sub>dist</sub> :	Impuesto al patrimonio de distribución de la red MT
P <sub>usu MT</sub> :	es la potencia total contratada por los usuarios en MT expresada en kW
P <sub>MT/BT</sub> :	es la potencia total transferida a la red de BT expresada en kW
P <sub>A+PNT+Car</sub> :	es la potencia de autoconsumos, pérdidas no técnicas y carenciados

### 5.2.3 Cargo por pérdidas de energía

Los cargos por pérdidas de energía a suministros en MT (CEMT) cubren las pérdidas técnicas que se producen en la red MT y en las de transmisión y subtransmisión por la demanda de energía de los usuarios conectados en MT. 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.

Estas pérdidas deben ser remuneradas, tal como lo indica el Artículo 75° del reglamento de Distribución, porque si bien los usuarios de peaje adquieren su energía en forma directa a un productor, la distribuidora incurre en pérdidas en sus redes de transmisión, subtransmisión y distribución para trasladarla hasta el punto de entrega en la red de MT.

Se determinan como el precio de la energía (Pe), multiplicado por el factor de expansión de pérdidas de energía.

$$\text{CEMT [$/kWh]} = \text{Pe} \times (\text{FEPE} - 1)$$

Donde:

Pe : es el precio de la energía.

FEPE : es el factor de expansión de pérdidas de energía en las etapas de MT, transmisión y subtransmisión de la red.

Los factores de expansión de pérdidas de energía de cada etapa de la red se calculan a partir de los porcentajes de pérdidas de cada etapa, mediante las siguientes expresiones:

$$\text{FEPE} = \text{FEPE}_{\text{MT}} \times \text{FEPE}_{\text{TST}} \times \text{FEPE}_{\text{T}}$$

donde:  $\text{FEPE}_{\text{MT}} = \frac{1}{(1 - \%pe_{\text{MT}})}$  ;  $\text{FEPE}_{\text{TST}} = \frac{1}{(1 - \%pe_{\text{TST}})}$  ;  $\text{FEPE}_{\text{T}} = \frac{1}{(1 - \%pe_{\text{T}})}$

Donde:

FEPE<sub>MT</sub> : es el factor de expansión de pérdidas de la etapa MT.

FEPE<sub>TST</sub> : es el factor de expansión de pérdidas de las etapas de transmisión y subtransmisión.

%<sub>peMT</sub> : es el porcentaje de pérdidas de energía reconocidas en la etapa MT.

%<sub>peTST</sub> : es el porcentaje de pérdidas de energía reconocidas en la etapa de subtransmisión.

%<sub>peT</sub> : es el porcentaje de pérdidas de energía reconocidas en la etapa de transmisión.





#### 5.2.4 Cargos en subtransmisión para usuarios MT

Los usuarios de peaje de la red MT deben abonar, además de la remuneración de la red MT, la remuneración de todas las etapas aguas arriba: transmisión y subtransmisión.

La remuneración de las etapas de transmisión y subtransmisión está contemplada en los cargos de potencia de subtransmisión, los que deben ser trasladados a los usuarios MT considerando el factor de pérdidas de potencia que se produce en la red MT (ya que los usuarios MT demandan a la salida de la red MT).

Los cargos de ST para los usuarios de la red MT, en punta, llano y valle, se determinan como los cargos de ST vigentes multiplicados por el factor de expansión de pérdidas de potencia:

$$CSTMT_{p,II,v} [$/kW-mes] = CST_{p,II,v} \times FEPP_{MT}$$

Donde:

$CST_{p,II,v}$  : son los cargos de subtransmisión vigentes en punta, llano y valle.

$FEPP_{MT}$  : es el factor de expansión de pérdidas de potencia.

El factor de expansión de pérdidas de potencia de la red MT se definen según:

$$FEPP_{MT} = \frac{1}{(1 - \%_{ppMT})}$$

Donde:

$FEPP_{MT}$  : es el factor de expansión de pérdidas de la etapa MT.

$\%_{ppMT}$  : es el porcentaje de pérdidas de potencia reconocidas en la etapa MT.



## ***6. CARGOS TARIFARIOS RESULTANTES***

---

En este capítulo se presenta el valor resultante de los cálculos de los cargos tarifarios, aplicando las expresiones desarrolladas en el capítulo anterior.



## 6.1 CARGO FIJO COMERCIAL

Cálculo del cargo fijo comercial - diciembre 2017				
CAOyM comercial usuarios MT	USD/año	996.655	\$/año	28.783.338
IP comercial usuarios MT	USD/año	82.681	\$/año	2.387.823
CAOyM + IP comercial usuarios MT	USD/año	1.079.336	\$/año	31.171.161
CAOyM + IP comercial usuarios MT	USD/mes	89.945	\$/mes	2.597.597
Cantidad de usuarios MT	usuarios	748	usuarios	748
<b>Cargo fijo comercial MT</b>	<b>USD/cli.-mes</b>	<b>120,2</b>	<b>\$/cli.-mes</b>	<b>3.473</b>

Tabla 6-1 Cargo fijo comercial

## 6.2 CARGO POR POTENCIA CONTRATADA

Cálculo del cargo por potencia contratada MT - diciembre 2017				
Costo Etapa MT	miles USD/año	434.127	miles \$/año	12.537.553
Costo Etapa MT	USD/mes	36.177.212	\$/mes	1.044.796.061
Pcli MT (máxima contratada usuarios MT)	kW	369.762	kW	369.762
$P_{MT/BT}$ (entrada SE MT/BT)	kW	1.541.260	kW	1.541.260
$P_{A+PNT+Car}$ (pérdidas no técnicas)	kW	271.880	kW	271.880
Potencia divisora	kW	1.639.142	kW	1.639.142
<b>Cargo Etapa MT</b>	<b>USD/kW.mes</b>	<b>22,07</b>	<b>\$/kW.mes</b>	<b>637,40</b>

Tabla 6-2 Cargo por potencia contratada



## 6. Cargos tarifarios resultantes

### 6.3 CARGO POR PÉRDIDAS DE ENERGÍA

Cálculo del cargo por pérdidas de energía - diciembre 2017				
Costo mónico de energía	USD/kWh	0,0766	\$/kWh	2,21
Factor de pérdidas de energía en transmisión		1,0362		1,0362
Factor de pérdidas de energía en subtransmisión		1,0204		1,0204
Factor de pérdidas de energía en distribución MT		1,0106		1,0106
Factor de pérdidas de energía para suministros en MT		1,0686		1,0686
<b>Cargo por pérdidas de energía en punta, llano y vall</b>	<b>USD/kWh</b>	<b>0,0053</b>	<b>\$/kWh</b>	<b>0,15</b>

Tabla 6-3 Cargo por pérdidas de energía

### 6.4 CARGOS 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		1,0259		1,0259
Cargo ST pico - Usuarios MT	USD/kW.mes	10,65	\$/kW.mes	307,71
Cargo ST llano - Usuarios MT	USD/kW.mes	7,98	\$/kW.mes	230,47
Cargo ST valle - Usuarios MT	USD/kW.mes	1,38	\$/kW.mes	39,77

Tabla 6-4 Cargos por subtransmisión para usuarios MT

## 7. FÓRMULAS PARAMÉTRICAS DE AJUSTE

---

Este capítulo presenta las fórmulas paramétricas de ajuste de la remuneración anual calculada, teniendo en cuenta diversos índices de actualización.

De acuerdo con el artículo 69° del capítulo V del Reglamento de Distribución (Cálculo de la remuneración del distribuidor) el VADE, el VAST, las tasas de conexión y las fórmulas de reajuste serán determinadas cada 4 años, debiendo fijarse a valores del mes de diciembre previo al año que regirán.

Dentro del período de 4 años, todas las componentes se ajustarán en función a la variación de los índices incorporados en la fórmula de ajuste, los que serán representativos de los precios de los elementos que componen dichos valores agregados.

El ajuste de los diferentes costos de capital y explotación (Ci) se efectuará aplicando fórmulas paramétricas que consideran índices de precios que reflejan las variaciones de los diferentes tipos de costos.

Los ponderadores de cada índice de precio dependen de la estructura de cada costo Ci al cual se aplique la fórmula de ajuste.

$$C_i^n = C_i^0 \times (A \times IPC^n/IPC^0 + B \times IPPUSA^n/IPPUSAC^0 \times TC^n/TC^0 + C \times SAL^n/SAL^0 + D \times GO^n/GO^0 + E \times AL^n/AL^0 \times TC^n/TC^0)$$

Donde:

n y 0 : subíndices que indican el valor actual (n) y el valor inicial (0), que corresponde a diciembre a diciembre 2017.

IPC : índice de precio al consumidor.

IPPUSA : índice de precios al productor de EEUU.

TC : precio del dólar.

SAL : salario por jornal del medio oficial electricista

GO : precio medio del gas oil.

AL : precio del aluminio.

Las variables IPPUSA y AL se corresponden a valores de referencia internacional, mientras que las variables IPC, TC, SAL y GO representan bienes nacionales.

Los coeficientes A, B, C, D y E son los ponderadores para cada índice de precios, según se indica:

A : Ponderador del índice precios al consumidor

B : Ponderador del índice de precios al productor EE. UU. y precio del dólar

C : Ponderador del salario por jornal del medio oficial electricista

D : Ponderador del precio medio del gas oil

E : Ponderador del precio del aluminio y precio del dólar

Para el caso de la anualidad del VNR de la Etapa 0, "Subtransmisión, transformación ST/MT" se adoptan los coeficientes establecidos en el Estudio de Subtransmisión para las estaciones transformadoras.

Los ponderadores calculados para las fórmulas paramétricas se presentan en la siguiente tabla.

Costo a actualizar	Coeficientes ponderadores				
	A	B	C	D	E
0 - ET ST/MT	0,25	0,40	0,25	0,07	0,03
1 - Líneas aéreas y cables MT	0,34	0,02	0,55	0,04	0,05
2 - Equipos de MT (protección, maniobra y conexiones MT)	0,39	0,18	0,41	0,02	0,00
3 - SE transformación MT/BT	0,39	0,15	0,44	0,02	0,00
Costo comercial (cargo fijo)	0,45	0,01	0,50	0,03	0,01

Tabla 7-1 Coeficientes ponderadores para las fórmulas de actualización

### 7.1 FÓRMULAS DE ACTUALIZACIÓN DE COSTOS RESULTANTES

Tomando en cuenta los coeficientes de ponderación determinados, resultan las siguientes fórmulas de actualización de los costos de la red MT.

Además, se agrega la siguiente fórmula de actualización para el cargo por pérdidas de energía, considerando que el costo asociado a este cargo es el costo de producción o generación de la energía y el mismo ya sea en su componente de costos fijos (instalaciones y equipos de generación) como variables (combustible), es fundamentalmente de origen importado, por lo que el índice que mejor representa su variación futura es el Índice de Precios Mayoristas de los Estados Unidos.

$$C_{\text{subtransmisión}}^n = C_{\text{subtransmisión}}^0 \times (0,25 \times \text{IPC}^n/\text{IPC}^0 + 0,39 \times \text{IPPDUSA}^n/\text{IPPDUSAC}^0 \times \text{TC}^n/\text{TC}^0 + 0,27 \times \text{Selec}^n/\text{Selec}^0 + 0,06 \times \text{Goil}^n/\text{Goil}^0 + 0,03 \times \text{AI}^n/\text{AI}^0 \times \text{TC}^n/\text{TC}^0)$$

$$C_{\text{líneas}}^n = C_{\text{líneas}}^0 \times (0,36 \times \text{IPC}^n/\text{IPC}^0 + 0,55 \times \text{Selec}^n/\text{Selec}^0 + 0,04 \times \text{Goil}^n/\text{Goil}^0 + 0,05 \times \text{AI}^n/\text{AI}^0 \times \text{TC}^n/\text{TC}^0)$$

$$C_{\text{equipos}}^n = C_{\text{equipos}}^0 \times (0,39 \times \text{IPC}^n/\text{IPC}^0 + 0,19 \times \text{IPPDUSA}^n/\text{IPPDUSAC}^0 \times \text{TC}^n/\text{TC}^0 + 0,40 \times \text{Selec}^n/\text{Selec}^0 + 0,02 \times \text{Goil}^n/\text{Goil}^0)$$

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

$$C_{\text{pérdidas}}^n = C_{\text{pérdidas}}^0 \times (\text{PPIUSA}^n/\text{PPIUSAC}^0 \times \text{TC}^n/\text{TC}^0)$$

Donde:

$C_{\text{subtransmisión}}^n$ : Costos de inversión y CAOyM de la etapa de subtransmisión transformación ST/MT ajustado al año "n" en pesos uruguayos a regir en el año "n+1"

$C_{\text{subtransmisión}}^0$ : Costos de inversión y CAOyM de la etapa de subtransmisión transformación ST/MT en diciembre 2017 en pesos uruguayos



Clíneas <sup>n</sup> :	Costos de inversión y CAOyM de la etapa de las líneas y cables de MT ajustado al año "n" en pesos uruguayos a regir en el año "n+1"
Clíneas <sup>0</sup> :	Costos de inversión y CAOyM de la etapa de las líneas y cables de MT en diciembre 2017 en pesos uruguayos
Cequipos <sup>n</sup> :	Costos de inversión y CAOyM de la etapa de equipos de maniobra y protección MT ajustado al año "n" en pesos uruguayos a regir en el año "n+1"
Cequipos <sup>0</sup> :	Costos de inversión y CAOyM de la etapa de equipos de maniobra y protección MT en diciembre 2017 en pesos uruguayos
Ccomerciales <sup>n</sup> :	Costos de administración, operación y mantenimiento comerciales en MT ajustado al año "n" en pesos uruguayos a regir en el año "n+1"
Ccomerciales <sup>0</sup> :	Costos de administración, operación y mantenimiento comerciales en MT en diciembre 2017 en pesos uruguayos
IPC:	Índice de precios al consumo (base diciembre 2017) publicado en la página web del Instituto Nacional de Estadísticas, < <a href="http://ine.gub.uy/preciossalarios">http://ine.gub.uy/preciossalarios</a> >.
IPC <sup>n</sup> :	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 <sup>0</sup> :	Valores IPC correspondiente al mes de diciembre del año 2017, con dos cifras decimales.
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 < <a href="http://data.bls.gov/cgi-bin/srgate">http://data.bls.gov/cgi-bin/srgate</a> >.
IPPDUSA <sup>n</sup> :	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.
IPPDUSA <sup>0</sup> :	Valor IPPDUSA 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, < <a href="http://www.ine.gub.uy/preciossalarios/cotizacion2008.asp?Indicador=cotizacion">http://www.ine.gub.uy/preciossalarios/cotizacion2008.asp?Indicador=cotizacion</a> >.
TC <sup>n</sup> :	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 <sup>0</sup> :	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 < <a href="http://www.mtss.gub.uy/index.php?option=com_content&amp;view=category&amp;id=147:1industria-e-instalaciones-de-la-construccion&amp;Itemid==188&amp;layout=default">http://www.mtss.gub.uy/index.php?option=com_content&amp;view=category&amp;id=147:1industria-e-instalaciones-de-la-construccion&amp;Itemid==188&amp;layout=default</a> >.



Selec <sup>n</sup> :	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 <sup>0</sup> :	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 <i>Publicaciones y estadísticas/Petróleo y Gas/Series estadísticas de petróleo y derivados</i> en el archivo denominado <i>Precios medios de derivados de petróleo con y sin impuestos</i> .
Goil <sup>n</sup> :	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.
Goil <sup>0</sup> :	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, London Metal Exchange spot price, 99,5% minimum purity, CIF UK ports. El valor es publicado por el Fondo Monetario Internacional en su página web, - <i>Monthly Data, Series_Code: PALUM_USD</i> .
Al <sup>n</sup> :	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.
Al <sup>0</sup> :	Valor del Al correspondiente al mes de diciembre del año 2017, con dos cifras decimales.
PPIUSA:	Producer Price Index (Índice de Precios Mayoristas) Final Demand publicado por el Bureau of Labor Statistics of USA en la web < <a href="https://www.bls.gov/ppi/home.htm">https://www.bls.gov/ppi/home.htm</a> >.
CPIUSA <sup>n</sup> :	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 PPIUSA, con dos cifras decimales.

## 7.2 DETERMINACIÓN DE LOS COEFICIENTES PONDERADORES

Los coeficientes ponderadores de las fórmulas paramétricas de líneas aéreas y cables MT y equipos de MT se determinan analizando la estructura de los costos de inversión de los mismos, mientras que para el caso de la fórmula del CAOyM se determina analizando la composición de los costos de explotación por gran actividad.

Tal como se aclaró previamente, para el caso de la Etapa 0, "Subtransmisión, transformación ST/MT" se adoptan los coeficientes establecidos en el Estudio de Subtransmisión para las estaciones transformadoras.

### 7.2.1 Estructura de los costos de inversión

Para determinar los coeficientes ponderadores correspondientes a los costos de inversión, se identificaron las muestras de los tipos de instalaciones con mayor participación en el VNR de cada categoría de instalación valorizada, los que se presentan en la siguiente tabla.

Categoría de instalación	Familia / Costo Unitario	Participación en el VNR de cada categoría
--------------------------	--------------------------	---



Categoría de instalación	Familia / Costo Unitario	Participación en el VNR de cada categoría
<b>Cables subterráneos MT</b>	<b>1 – 240 mm<sup>2</sup></b>	<b>100%</b>
<b>Líneas aéreas MT</b>	7 - 35 mm <sup>2</sup>	36%
	2 - 25/4 mm <sup>2</sup>	25%
	4 - 35 mm <sup>2</sup>	24%
	6 - 25/4 mm <sup>2</sup>	7%
	<b>Total muestra Líneas aéreas MT</b>	<b>91%</b>
<b>Equipos MT intemperie</b>	<b>Seccionadores tripolares 7,2 y 17,5 kV</b>	<b>76%</b>
<b>Celdas E/S interiores</b>	<b>Celda E/S - 15 kV - 250 a 400 kVA - con telecontrol</b>	<b>63%</b>
<b>SE de transformación MT/BT</b>	SE aérea monofásica - 8,66/0,23 kV - 5 kVA	17%
	SE aérea trifásica - 15/0,23 kV - 10 kVA	13%
	SE interior trifásica - 15/0,23 kV - 250 kVA – con telecontrol	21%
	<b>Total muestra SE MT/BT</b>	<b>51%</b>

Tabla 7-2 Participación en el VNR de cada categoría

Una vez identificados las familias y tipos de instalación más representativos del VNR de la red MT, se analizó la composición de los costos unitarios de cada una, según el detalle de los presupuestos de cada uno, aplicando los siguientes criterios para clasificar la naturaleza de los costos según las categorías definidas:

- Cable o conductor de aluminio: se consideraron los costos de los cables subterráneos y los conductores de las líneas aéreas.
- Materiales y equipos importados: se consideraron como importados los terminales y empalmes de cables subterráneos en MT, todos los equipos de maniobra y protección de MT y los transformadores MT/BT.
- Materiales y equipos nacionales: se consideraron todos los restantes materiales que no se identificaron como importados.
- Mano de obra: se consideraron los costos de montaje, descontando la parte que se consideró como gasto de gas oil y las cargas sociales.
- Gas Oil: se consideró el 10% de los costos de montaje de las líneas aéreas y el 5% de los costos de montaje de todos los restantes tipos de instalaciones. Este costo corresponde al consumo de combustible para el transporte de personas y materiales, y al consumido por otros equipos de construcción como las grúas.
- Gastos nacionales: se consideraron todos los restantes gastos de los presupuestos de inversión no clasificados en las categorías anteriores.

Para determinar la estructura de costos a utilizar en la definición de los coeficientes de ponderación de la fórmula paramétrica de actualización, se agruparon los costos de materiales y equipos nacionales con los gastos nacionales, ya que en ambos casos se asume que su variación se asocia a la del IPC (Índice de Precios al Consumidor de Uruguay).

A continuación, se muestran las participaciones de las componentes de costos identificadas para cada tipo de instalación y la componente de VNR asociada a cada una para ponderar el peso de cada componente en el total de la muestra.

Familia / Costo Unitario	Participación de cada costo en el total del tipo de instalación						VNR kUSD
	Costos nacionales	Mat./eq. Importados	Mano de Obra	Gas Oil	Cable/conduct. Aluminio	TOTAL	
<b>1 – 240 mm<sup>2</sup></b>	<b>19,0%</b>	<b>0,4%</b>	<b>65,4%</b>	<b>2,7%</b>	<b>12,4%</b>	<b>100,0%</b>	
7 - 35 mm2	30,5%	7,6%	51,4%	4,4%	6,0%	100,0%	392.131
2 - 25/4 mm2	29,9%	7,5%	54,8%	4,8%	3,0%	100,0%	272.146
4 - 35 mm2	47,8%	0,8%	44,7%	3,9%	2,9%	100,0%	264.757
6 - 25/4 mm2	39,1%	1,8%	49,9%	4,3%	5,0%	100,0%	72.578
<b>Total Líneas aéreas MT</b>	<b>35,5%</b>	<b>5,4%</b>	<b>50,4%</b>	<b>4,4%</b>	<b>4,3%</b>	<b>100,0%</b>	<b>1.001.612</b>
<b>Seccionadores tripolares 7,2 y 17,5 kV</b>	<b>45,4%</b>	<b>33,5%</b>	<b>20,3%</b>	<b>0,8%</b>	<b>0,0%</b>	<b>100,0%</b>	
<b>Celda E/S - 15 kV - 250 a 400 kVA - con telecontrol</b>	<b>25,5%</b>	<b>21,9%</b>	<b>50,6%</b>	<b>2,1%</b>	<b>0,0%</b>	<b>100,0%</b>	
SE aérea monofásica - 8,66/0,23 kV - 5 kVA	49,2%	8,5%	40,8%	1,5%	0,0%	100,0%	112.398
SE aérea trifásica - 15/0,23 kV - 10 kVA	52,1%	17,4%	29,4%	1,1%	0,0%	100,0%	84.580
SE interior trifásica - 15/0,23 kV - 250 kVA – con telecontrol	22,1%	23,9%	51,8%	2,1%	0,0%	100,0%	139.602
<b>Total SE MT/BT</b>	<b>38,7%</b>	<b>17,1%</b>	<b>42,5%</b>	<b>1,7%</b>	<b>0,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>336.580</b>

Tabla 7-3 Participaciones de las componentes de costos

Los resultados de la participación de costos por naturaleza en cada muestra típica se trasladan al tipo de instalación, según se indica:

- 1 – 240 mm<sup>2</sup> -> Cables subterráneos MT
- Total Líneas aéreas MT -> Líneas aéreas MT
- Seccionadores tripolares 7,2 y 17,5 kV -> Equipos M&P MT intemperie
- Celda E/S - 15 kV - 250 a 400 kVA - con telecontrol -> Equipos M&P MT interior
- Total SE MT/BT -> SE transformación MT/BT

Considerando estas participaciones, y la composición del VNR de cada tipo de instalación, se determinan las participaciones de los costos por naturaleza en las distintas etapas del VNR MT (1 - Líneas aéreas y cables y 2 - Equipos de MT).

Naturaleza del costo	Participación de cada costo en el total por etapa del VNR MT					TOTAL	VNR kUSD
	Costos nacionales	Mat./eq. Importados	Mano de Obra	Gas Oil	Cable/conductor Aluminio		
Coefficientes ponderadores	A	B	C	D	E		
Cables subterráneos MT	19,0%	0,4%	65,4%	2,7%	12,4%	100,0%	805.942
Líneas aéreas MT	35,5%	5,4%	50,4%	4,4%	4,3%	100,0%	1.099.508
<b>1 - Líneas aéreas y cables</b>	<b>28,6%</b>	<b>3,3%</b>	<b>56,8%</b>	<b>3,6%</b>	<b>7,7%</b>	<b>100,0%</b>	<b>1.905.450</b>
Equipos M&P MT intemperie	45,4%	33,5%	20,3%	0,8%	0,0%	100,0%	257.398
Equipos M&P MT interior	25,5%	21,9%	50,6%	2,1%	0,0%	100,0%	236.436
<b>2 - Equipos de MT</b>	<b>35,9%</b>	<b>28,0%</b>	<b>34,8%</b>	<b>1,4%</b>	<b>0,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>493.835</b>
<b>SE transformación MT/BT</b>	<b>38,7%</b>	<b>17,1%</b>	<b>42,5%</b>	<b>1,7%</b>	<b>0,0%</b>	<b>100,0%</b>	

Tabla 7-4 Participaciones de los costos por naturaleza en las distintas etapas del VNR MT

### 7.2.2 Estructura de los CAOyM y costos comerciales por naturaleza

Para determinar los coeficientes ponderadores correspondientes a los costos de explotación, se analizó el anexo VII de la contabilidad regulatoria que presenta los costos separados por gran actividad.

Se identificaron y eliminaron aquellos costos correspondientes a la compra o generación de energía eléctrica ya que no son asignables a la gestión de redes.

Es importante aclarar que para el análisis fueron tenidos en cuenta los costos totales de explotación de UTE ya que dicha tabla no diferencia costos por nivel de tensión y no pueden aplicarse los mismos criterios utilizados en el capítulo 2.

Se tuvieron en cuenta los siguientes criterios para clasificar la naturaleza de los costos según las categorías definidas:

- Cable o conductor de aluminio: 25% de los costos de materiales.
- Materiales y equipos importados: 25% de los costos de materiales
- Materiales y equipos nacionales: 50% de los costos de materiales
- Mano de obra: se consideraron los gastos en personal (sueldos, beneficios sociales, otros cargos, cargas legales y desplazamientos)
- Gas Oil: tiene en cuenta los materiales energéticos, lubricantes y gastos de transporte
- Gastos nacionales: se consideraron todos los conceptos restantes tales como tributos, diversos, suministros y servicios externos, publicidad y propaganda, pérdidas por deudores incobrables y gastos financieros

Para determinar la estructura de costos a utilizar en la definición de los coeficientes de ponderación de la fórmula paramétrica de actualización, se agruparon los costos de materiales y equipos nacionales con los gastos nacionales, ya que en ambos casos se asume que su variación se asocia a la del IPC (Índice de Precios al Consumidor de Uruguay).

A continuación, se muestran las participaciones de las componentes de costos identificadas para el CAOyM y los costos comerciales Totales para ponderar el peso de cada componente en el total de la muestra.

Naturaleza del costo	Participación de cada costo en el total por etapa del VNR MT					TOTAL
	Costos nacionales	Mat./eq. Importados	Mano de Obra	Gas Oil	Cable/co nductor Aluminio	
Coefficientes ponderadores	A	B	C	D	E	
<b>CAOyM y costos comerciales Totales</b>	44,8%	0,7%	50,4%	3,4%	0,7%	<b>100,0%</b>

Tabla 7-5 Participaciones de los costos por naturaleza en el CAOyM y costos comerciales Totales

### 7.2.3 Cálculo de los coeficientes ponderadores finales

Para determinar los coeficientes ponderadores finales a aplicar a los costos de inversión y CAOyM de cada etapa, se tomó en cuenta la participación de la anualidad del VNR y de los CAOyM en los costos totales de cada etapa, según se muestra en la tabla siguiente.

Naturaleza del costo	Participación de cada costo en el total por etapa del VNR MT					TOTAL	A VNR + CAOyM kUSD/año
	Costos nacionales	Mat./eq. Importados	Mano de Obra	Gas Oil	Cable/co nductor Aluminio		
Coefficientes ponderadores	A	B	C	D	E		
0 - Subtransmisión - A x VNR	15,0%	58,0%	15,0%	8,0%	4,0%	100,0%	47.370
0 - Subtransmisión - CAOyM	44,8%	0,7%	50,4%	3,4%	0,7%	100,0%	22.570
<b>0 - Subtransmisión ST/MT</b>	<b>24,6%</b>	<b>39,5%</b>	<b>26,4%</b>	<b>6,5%</b>	<b>2,9%</b>	<b>100,0%</b>	<b>69.940</b>
1 - Líneas y cables - A x VNR	28,6%	3,3%	56,8%	3,6%	7,7%	100,0%	188.271
1 - Líneas y cables - CAOyM	44,8%	0,7%	50,4%	3,4%	0,7%	100,0%	104.756
<b>1 - Líneas aéreas y cables</b>	<b>34,4%</b>	<b>2,4%</b>	<b>54,5%</b>	<b>3,5%</b>	<b>5,2%</b>	<b>100,0%</b>	<b>293.027</b>
2 - Equipos de MT - A x VNR	35,9%	28,0%	34,6%	1,4%	0,0%	100,0%	45.714
2 - Equipos de MT - CAOyM	44,8%	0,7%	50,4%	3,4%	0,7%	100,0%	25.446
<b>2 - Equipos de MT</b>	<b>39,1%</b>	<b>18,2%</b>	<b>40,3%</b>	<b>2,1%</b>	<b>0,2%</b>	<b>100,0%</b>	<b>71.160</b>
3 - SE transformación MT/BT - A x VNR	38,7%	17,1%	42,5%	1,7%	0,0%	100,0%	66.269
3 - SE transformación MT/BT - CAOyM	44,8%	0,7%	50,4%	3,4%	0,7%	100,0%	7.356
<b>3 - SE transformación MT/BT</b>	<b>39,3%</b>	<b>15,5%</b>	<b>43,3%</b>	<b>1,8%</b>	<b>0,1%</b>	<b>100,0%</b>	<b>73.625</b>

Tabla 7-6: Participaciones de los costos por naturaleza en los costos de inversión y CAOyM de las distintas etapas



De esta manera se determinan los coeficientes ponderadores correspondientes a las fórmulas de actualización de los costos de inversión de las distintas etapas de la red MT, a los que se agregan los ya establecidos en el estudio de los cargos de subtransmisión (ST), para la etapa de transformación ST/MT.

	Coeficientes ponderadores para actualización de costos				
	A	B	C	D	E
0 - Subtransmisión, transformación ST/MT	0,25	0,40	0,25	0,07	0,03
1 - Líneas aéreas y cables	0,34	0,02	0,55	0,04	0,05
2 - Equipos de MT (protección, maniobra y conexiones MT)	0,39	0,18	0,41	0,02	0,00
3 - SE transformación MT/BT	0,39	0,15	0,44	0,02	0,00
Costos comerciales	0,45	0,01	0,50	0,03	0,01

Tabla 7-7: Coeficientes ponderadores para la actualización de costos

## **ANEXO A: CAOYM POR ADT**

En este anexo se presenta el costo de CAOyM por ADT. En el Artículo 61 del Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica se indica que el VADE se debe calcular por áreas de distribución típica determinadas por el Regulador, y que la Zona de Servicio de la distribuidora tendrá un VADE equivalente que se calculará como el promedio ponderado del VADE de las áreas de distribución tipo. Por lo tanto, se procedió a asignar el costo total calculado para la totalidad de la zona de servicio de UTE a cada ADT proporcionalmente al VNR de cada una de ellas.

Las ADT fueron establecidas en la Resolución URSEA N° 13/004 del 13/4/2004:

- ADT 1: urbana de alta densidad
- ADT 2: urbana de media densidad
- ADT 3: urbana de baja densidad
- ADT 4: rural
- ADT 5: rural de muy baja densidad

La siguiente tabla presenta los valores de CAOyM MT por ADT, asignados proporcionalmente al VNR de cada área, calculados en el informe de avance N°1.

<b>Costo</b>	<b>ADT1 [M USD]</b>	<b>ADT2 [M USD]</b>	<b>ADT3 [M USD]</b>	<b>ADT4 [M USD]</b>	<b>ADT5 [M USD]</b>	<b>TOTAL [M USD]</b>
ET ST/MT – Subtransmisión	2.732	7.500	2.093	2.265	6.888	21.478
CAOyM MT- Distribución	10.620	35.715	10.068	10.887	33.156	100.445
CAOyM MT- Comercial	5.263	7.878	2.099	2.279	6.880	24.399
<b>CAOyM TOTAL</b>	<b>18.615</b>	<b>51.093</b>	<b>14.259</b>	<b>15.431</b>	<b>46.924</b>	<b>146.322</b>
<b>CAOyM SE MT/BT</b>	1.186	1.836	269	765	1.783	5.838

## ANEXO B: TABLAS CONTABILIDAD REGULATORIA

A continuación, se presentan las tablas correspondientes al Anexo III y cuadro IX.

### B.1 CUADRO DE DISTRIBUCIÓN DE COSTOS DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIAL

Anexo III			
Cuadro de Distribución de Costos de Distribución y Comercial			
	Comercial	Distribución	Dop
Por el ejercicio/periodo comprendido entre el 2017-01 y el 2017-12 (expresado en miles de pesos uruguayos históricos)			
<b>Procesos</b>			
<b>Descripción</b>			
<b>Procesos directos</b>			
Compra energía			12.276.317
Combustibles para generación	0	0	0
Definición de directrices estratégicas	14.674	4.731	
Gestión Energética y Comercialización Mayorista	11.388	5.830	
Generar Energía Autónoma	0	38.255	0
Distribución de Energía Eléctrica			
Planificar, Proyectar y Desarrollar la Infraestructura la Red de Distribución	0	482.907	482.907
Explotar la Red de Distribución	0	2.722.856	2.722.856
Gestión Comercial de Energía Eléctrica			
Gestionar solicitudes de suministro	20.922	0	20.922
Diseño y Desarrollo de Productos y Servicios	183.222	0	183.222
Gestionar Relaciones con los Clientes	418.191	407.728	825.919
Ciclo Comercial	1.356.735	16.855	1.373.590
Atención de Clientes	269.331	59.115	328.446
Regularizar energía no facturada	504.018	7.207	511.225
Gestión Ambiental	287	58	
			345
<b>Total procesos directos (D1)</b>	<b>2.778.769</b>	<b>3.745.542</b>	<b>12.276.317</b>
			<b>18.800.627</b>
<b>Procesos no directos o de apoyo</b>			
Gestión Humana	126.733	324.065	450.799
Gestión de Tecnología de información y Telecomunicaciones	49.550	42.686	92.236
Gestión Económico Financiera	67.373	72.888	140.261
Abastecimiento	118.423	289.409	407.832
Gestionar el Entorno Regulado	10.406	24.432	34.838
Servicios de Infraestructura No Eléctrica	56.131	102.108	158.238
Gestión Jurídico - Notarial	9.187	0	9.187
Adm Procesos Corporativos	134.779	86.210	220.989
Administrar procesos diversos	37.660	0	37.660
Gastos no asignables	40.048	43.432	83.480
Gastos Financieros	94.042	0	94.042
Tributos Nacionales	30.158	28.704	58.862
Previsión	418.485	0	418.485
<b>Total procesos de apoyo (D2)</b>	<b>1.192.976</b>	<b>1.013.934</b>	<b>2.206.909</b>
<b>Amortizaciones y depreciaciones (D3)</b>	<b>383.300</b>	<b>2.186.109</b>	<b>2.569.409</b>
<b>Costos Asignados de las Unidades de Dirección y Servicios Corporativos</b>			
Indirectos	874.791	1.201.981	2.076.773
Corporativos	926.969	387.121	1.314.090
Costos Financieros	109.914	1.404.336	1.514.250
<b>Total Costos asignados de Uds. de Direcc. y Serv.Corp.(D4)</b>			<b>4.905.113</b>
<b>Total Costos de Explotación y de Administración y Ventas (Gastos ABC sin impuestos)</b>			<b>28.482.058</b>
Impuesto al Patrimonio	31.752	405.680	437.431
<b>Total General</b>	<b>4.355.045</b>	<b>6.945.585</b>	<b>12.276.317</b>
			<b>28.919.489</b>

## B.2 CUADRO IX

	DATOS (**)	2012	2013	2014	2015	2016	2017(*)
1	<b>Energía generada por Central (GWh) (1)</b>						
	<u>-Hidráulicas</u>	2.814	3.125	4.226	2.954	3.029	2.394
	Terra	722	859	1.114	806	753	690
	Baygorria	510	592	698	540	543	421
	Constitución	1.583	1.674	2.413	1.608	1.733	1.284
	<u>-Unidades Térmicas de vapor</u>	1.237	534	371	193	0	-
	Sala B	145	98	22	-1	0	-
	5ta	459	65	20	5	0	-
	6ta	633	371	177	10	0	-
	<u>Motores Reciprocantes C. Battle</u>	512	321	149	179	109	50
	Motores Aggreko	-	2	4	1	0	-
	Arrendamiento Villa Sara y Rio Branco	-	-	0	0	0	-
	<u>-Turbinas de gas</u>	1.920	937	257	702	293	141
	TGAA	16	0	0	0	0	-
	Central Punta del Tigre	1.440	862	235	635	239	154
	CTR	459	75	22	67	54	-13
	<u>E. Diesel Intercon</u>	4.032	0	0	0	0	0
	<u>-Fotovoltaica</u>	-	0	1	1	1	1
	<u>-Eólica</u>	65	65	112	298	305	416
	Sierra Caracoles	65	65	56	65	59	57
	Palomas	-	-	-	-	-	171
	Juan Pablo Terra	-	-	56	233	246	188
	<u>Grupos Diesel (***)</u>	0	0	0	0	0	0
	Generacion Eolica en Co-propiedad con UTE	-	-	-	148	266	857
	<u>Otros Agentes Productores</u>	502	602	1289	2.473	3.408	3634
2	<b>Energía importada por país de origen (GWh)</b>						
	-Salto Grande	2345	4924	5256	4.755	4.425	4751
	-Argentina	279	0	0	2	3	0
	-Brasil	463	0	0	0	21	3
3	<b>Energía exportada por país de destino (GWh)</b>						
	-Salto Grande	103	10.405	144	309	97	0
	-Argentina	91	196	1123	1.005	659	474
	-Brasil	0	0	-	7	22	988
4	<b>Potencia puesta a disposición por Central (MW)</b>						
	<u>-Hidráulicas</u>	593	593	593	593	593	593
	Terra	152	152	152	152	152	152
	Baygorria	108	108	108	108	108	108
	Constitución	333	333	333	333	333	333
	<u>-Unidades Térmicas de vapor</u>	255	235	215	170	0	-
	Sala B	50	45	45	-	0	-
	5ta	80	80	70	70	0	-
	6ta	125	110	100	100	0	-
	<u>-Turbinas de gas</u>	532	508	496	524	524	704
	TGAA	20	20	20	-	0	-
	Central Punta del Tigre	300	288	276	324	324	504
	CTR	212	200	200	200	200	200
	Motores Reciprocantes	80	80	80	80	80	80
	Motores Aggreko- Arrendamiento	150	350	350	250	0	0
	<u>-Eólica</u>	20	20	87	87	87	157
	<u>Parques Eólicos en co-propiedad con UTE</u>	-	-	-	65	205	347
	<u>-Grupos Diesel</u>	4	4	5	5	5	6
	<u>-TOTAL UTE</u>	1.634	1.790	1.826	1.709	1.289	1.887
	<u>Otros Agentes Productores Térmicos</u>	-	3	19	4	4	4
	<u>Otros Agentes Productores Biomasa</u>	-	403	403	413	413	413
	<u>Otros Agentes Productores Eólicos</u>	32	39	394	769	1.033	878
	<u>Otros Agentes Productores Fotovoltaicos</u>	-	-	-	58	78	225
	<u>-SALTO GRANDE</u>	945	945	945	945	945	945
	<u>TOTAL PARQUE GENERADOR URUGUAYO</u>	2.847	3.180	3.588	3.898	3.762	4.353
5	<b>Consumos de combustible por Central (U. Físicas incluye exportación)</b>						
	-Fuel oil (Toneladas)	360.462	162.913	71.331	6.781	0	0
	-Fuel oil (Toneladas) Motores	105.525	65.272	31.346	38.227	24.545	11.846
	-Gas oil C. Battle (m3a 15°C)	981	868	495	1.051	998	927
	-Gas oil C. Maldonado (m3a 15°C)	8.167	259	0	0	0	-
	-Gas oil C. Punta del Tigre (m3a 15°C)	385.797	238.003	65.509	174.975	66.043	37.860
	-Gas oil C. CTR (m3a 15°C)	162.032	32.080	12.254	28.750	25.766	5.230
	-Gas oil Motores Aggreko (m3a 15°C)	-	739	1.258	191	0	-
	-Gas oil Generación Autónoma (en litros)	1.436.837	142.594	74.204	112.116	126.336	139.234
6	<b>Extensión de la red de Trasmisión por nivel de tensión</b>						
	-Circuitos de 60 kV	97	96	61	61	61	61
	-Circuitos de 110 kV	0	0	0	0	0	0
	-Circuitos de 150 kV	3.557	3.565	2.686	3.812	3.923	4.346
	-Circuitos de 230 kV	11	11	11	11	11	11
	-Circuitos de 500 kV	771	772	794	1.078	1.143	1.143



	DATOS (**)	2012	2013	2014	2015	2016	2017(*)
7	<b>Extensión de la red de Distribución por nivel de tensión (3)</b>						
	-60 kV y 30 kV	4.372	4.566	4.617	4.757	4.809	4.885
	-22kV -15 kV y 6 kV	46.685	47.749	48.978	50.224	51.090	51.770
	-230 V, 400 V	26.434	26.572	26.967	27.706	27.378	27.590
8	<b>Cantidad de servicios activos por categoría tarifaria</b>	1.353.880	1.373.559	1.398.126	1.415.401	1.437.506	1.460.432
	-General	106.341	107.816	110.439	111.611	113.454	115.521
	-Residencial	1.009.680	1.018.212	1.033.636	1.023.269	992.474	964.828
	-Consumo Básico Residencial	167.717	175.149	176.155	199.445	242.995	284.047
	-Grandes Consumidores	433	432	451	445	440	451
	-Medianos Consumidores	13.166	13.370	13.933	14.439	14.800	15.276
	-Doble Horario General	-	-	-	-	-	-
	-Doble Horario Residencial	45.544	47.583	52.260	58.790	65.818	72.674
	-Alumbrado Público	8.021	7.793	7.746	3.749	3.601	3.486
	-Doble Horario Alumbrado Público	2.555	2.750	3.045	3.194	3.465	3.708
	-Zafrales Estival	423	454	461	450	437	410
	-Mercado NO Regulado	-	-	-	9	22	31
	DATOS (**)	2.012	2.013	2.014	2015	2.016	2017(*)
9	<b>Venta de energía por categoría (miles de U\$S)</b>	1.602.762	1.789.814	1.691.145	1.470.033	1.577.794	1.793.168
	-General	175.687	188.852	175.889	154.078	156.629	172.949
	-Residencial	693.260	762.969	716.384	635.123	651.803	688.295
	-Consumo Básico Residencial	36.852	43.727	40.243	38.018	45.024	59.571
	-Grandes Consumidores	280.280	306.619	284.967	246.927	246.299	271.755
	-Medianos Consumidores	273.793	309.432	288.497	257.385	268.612	301.159
	-Doble Horario General	1.671	-	-	-	-	-
	-Doble Horario Residencial	68.133	79.846	75.460	70.818	81.338	92.776
	-Alumbrado Público	34.935	39.415	33.306	27.050	24.832	25.311
	-Doble Horario Alumbrado Público	20.925	25.296	24.944	22.640	23.034	26.671
	-Zafrales Estival	12.944	12.887	9.814	9.436	10.409	10.687
	Mercado NO Regulado (clientes Libres y Gener. Eolicos)	-	-	-	1.314	5.565	2.135
	-Ventas al exterior	4.282	20.771	41.641	7.244	64.249	141.859
10	<b>Venta de energía por categoría (GWh) (2)</b>	8.224	8.418	8.427	8.513	8.904	8.559
	-General	752	768	787	791	810	786
	-Residencial	2.772	2.817	2.834	2.865	2.959	2.738
	-Consumo Básico Residencial	228	241	240	266	314	377
	-Grandes Consumidores	2.247	2.252	2.262	2.206	2.222	2.164
	-Medianos Consumidores	1.453	1.528	1.540	1.565	1.655	1.633
	-Doble Horario General	7	-	-	-	-	-
	-Doble Horario Residencial	358	382	382	409	477	470
	-Alumbrado Público	136	143	130	119	110	100
	-Doble Horario Alumbrado Público	107	119	126	130	133	135
	-Zafrales Estival	71	65	46	54	68	60
	Mercado NO Regulado	-	-	-	14	62	25
	-Autoconsumos y Consumos de CC.HH	93	103	80	94	94	71
11	<b>Número de personal por área(3)</b>	6.271	6.549	6.765	6.619	6.402	6.667
	-Dirección y Adm. Gral	115	121	125	128	127	156
	-Secretaría General	55	56	54	52	49	45
	-Dirección Operativa	112	115	11	9	9	10
	-Generación	559	596	630	611	579	566
	-Trasmisión	560	583	621	609	595	665
	-Distribución y Comercial	-	-	-	-	-	-
	-Distribución	1.989	2.108	2.167	2.089	2.014	2.178
	-Comercial	1.603	1.679	16.921	1.635	1.563	1.583
	-DNC y Planif.Explotación y Estudios	62	64	64	64	60	71
	-Servicios Corporativos	936	956	1.124	1.076	1.060	1.056
	-Asesoría Técnico Jurídica	112	108	118	105	98	89
	-Planificación	61	69	72	70	69	75
	-Parque de Vacaciones	107	94	87	80	77	75
	-Fun fuera del Ente (comision, Cargo Político, otros)	-	-	-	91	102	98

	DATOS (**)	2012	2013	2014	2015	2016	2017(*)
12	Distribucion por nivel funcional (4)	6.271	6.549	6.765	6.619	6.402	6.667
	Directores			5	5	5	5
	Estrategico						
	Grado 1			1	1	1	1
	Grado 2			8	9	8	9
	Grado 3			20	23	24	23
	Grado 4			60	54	66	70
	Táctico						
	Grado 5			194	193	189	202
	Grado 6			175	151	203	228
	Grado 7			424	475	446	487
	Grado 8			1.079	1.106	1.127	1207
	Operacional						
	Grado 9			1.104	1.083	1.240	1165
	Grado 10			1.726	1.902	1.680	1655
	Grado 11			1.746	1.423	1.235	1401
	Grado 12			223	196	178	214
	Gastos en mantenimiento total UTE (dólares)	85.850.815	91.554.342	105.989.367	90.754.857	90.754.857	
	Gastos en mantenimiento predictivo						
	Gastos en mantenimiento preventivo						
	Gastos en mantenimiento correctivo						
13							

- (1) En generación en el año 2009 durante la crisis energética se generó con la turbina de Rivera y San Borja de Diésel autónoma.  
 En 2015 Otros Agentes incluye : Biomasa 869 GWh y Eólica 1.752 GWh. La potencia instalada es contratos y Spot.  
 En 2016 Las Unidades Sala B, 5ta y 6ta de Central Batlle dejaron de funcionar así como también la TGAA Maldonado las cuales se sacaron de servicio. En otros Agentes productores los Térmicos generaron 0, Biomasa y Fotovoltaica generaron 1001 y Eólicos 2.683  
 En 2017 Se muestran separados los Eólicos en Co-propiedad con UTE de Otros Eólicos (tanto GWh como Potencia).  
 En Eólicos UTE comenzó a generar el Parque Palomas.
- (2) El Total de energía vendida al Mercado Interno (regulado y no regulado) fue en 2012 (8.134 GWh), en 2013 (8.317GWh), y en 2014 (8.381GWh), en 2015 (8.419GWh), en 2016 (8.810GWh) y 2017 (8.488GWh).  
 En 2012 elimina la tarifa D.H Gral. En 2015, 2016 y 2017 esta incluido como tarifa el mercado no regulado.
- (3) En 2014 en la red de Distribución se incluye una desagregación nueva con Redes de 22 kV.
- (4) En el total de funcionario no están incluidos los becarios. En 2014 se hizo una reestructura de personal por lo cual 2012 y 2013 se muestra solo el total.  
 En el 2014 hay 193 becarios; en 2015, 208 becarios; en 2016, 80 becarios y en 2017, 173 becarios. En 2014 Telecomunicaciones (que dependía de Dop) y Conex (que dependía de Comercial) pasan a Servicios Corporativos.
- (5) En 2015 en punto 9 y 10 en Mercado No regulado incluye Clientes Libre y Generadores Eólicos.
- (6) Los datos suministrados son total empresa, no se dispone a la fecha de información con la apertura solicitada. Como fuente de información se tomo los gastos directos de la primer corrida del costo ABC, sin incluir otros gastos directos, que estarían asociados también al mantenimiento como ser: gastos de transporte de maquinaria, grúas, traslado de la brigada, entre otros.

(\*) Datos sujetos a eventuales modificaciones



### B.3 ANEXI VII : COSTOS SEPARADOS POR GRAN ACTIVIDAD

Anexo VII											
COSTOS SEPARADOS POR GRAN ACTIVIDAD											
(expresado en miles de pesos uruguayos históricos)											
Por el ejercicio/periodo comprendido entre el 2017-01 y el 2017-12											
	<u>Generación</u>	<u>Comercialización</u>		<u>Distribución</u>	<u>Distribución</u>	<u>DC</u>	<u>CNX</u>	<u>PRS</u>	<u>Otras actividades</u>	<u>Total</u>	
		<u>Mayorista</u>	<u>Transmisión</u>	<u>Comercial</u>	<u>Distribución</u>	<u>y Comercial</u>					
<b>Costos de explotación</b>											
<b>Compra de energía eléctrica</b>				<b>12.236.721</b>		<b>12.236.721</b>				<b>12.236.721</b>	
Compra de energía eléctrica CTM				812.057		812.057					
Compra de Energía Central las Rosas				3.439		3.439					
Compra de energía eléctrica Brasil				102		102					
Compra en Centrales Uruguayas				11.421.123		11.421.123					
<b>Materiales energéticos y lubricantes</b>	<b>816.525</b>		<b>87</b>	<b>1</b>	<b>2.650</b>	<b>2.651</b>		<b>10</b>	<b>10</b>	<b>819.273</b>	
<b>Combustibles para Exportación</b>	<b>51.035</b>										
Fuel Oil Motores Exportación	4.188										
Gas Oil Para Exportación	46.847										
<b>Combustibles para Generación</b>	<b>756.274</b>		<b>36</b>	<b>1</b>	<b>2.207</b>	<b>2.208</b>					
Fuel oil											
Fuel oil (Motores)	157.484										
Gas Oil/Diesel oil para generación	467.885		36	1	2.207	2.208					
Gas	130.182										
Gas Peopano	67										
Transporte de gas	656										
Lubricante para equipos de generación	9.216				443	443		10	10	9.720	
<b>Tributos</b>	<b>3.333</b>		<b>7.817</b>	<b>28.035</b>	<b>18.127</b>	<b>46.162</b>	<b>67.174</b>			<b>124.486</b>	
<b>Diversos</b>	<b>246.167</b>		<b>-402</b>		<b>29.693</b>	<b>29.693</b>				<b>275.458</b>	
<b>Suministros y servicios externos</b>	<b>623.298</b>	<b>-1</b>	<b>301.589</b>	<b>11.561</b>	<b>767.504</b>	<b>779.065</b>	<b>17.688</b>	<b>19.422</b>	<b>19.422</b>	<b>1.741.062</b>	
<b>Gastos en materiales</b>	<b>129.342</b>		<b>67.884</b>		<b>262.982</b>	<b>262.982</b>	<b>965</b>	<b>136</b>	<b>136</b>	<b>461.309</b>	
<b>Gastos de transporte</b>	<b>10.298</b>		<b>50.413</b>		<b>228.166</b>	<b>228.166</b>	<b>1</b>	<b>58</b>	<b>58</b>	<b>288.936</b>	
<b>Publicidad y Propaganda</b>	<b>43</b>		<b>217</b>		<b>3.049</b>	<b>3.049</b>				<b>3.309</b>	
<b>Pérdida por deudores incobrables</b>	<b>3.655</b>									<b>3.655</b>	
<b>Gastos en personal - sueldos</b>	<b>604.219</b>		<b>744.569</b>		<b>2.053.118</b>	<b>2.053.118</b>	<b>81.429</b>	<b>27.369</b>	<b>27.369</b>	<b>3.510.704</b>	
<b>Gastos en personal - beneficios sociales</b>	<b>69.547</b>		<b>84.320</b>		<b>264.837</b>	<b>264.837</b>	<b>6.171</b>	<b>2.356</b>	<b>2.356</b>	<b>427.231</b>	
<b>Gastos en personal - Otros cargos</b>	<b>10.056</b>		<b>11.580</b>		<b>31.336</b>	<b>31.336</b>	<b>602</b>	<b>220</b>	<b>220</b>	<b>53.794</b>	
<b>Gastos en personal - Cargas Legales</b>	<b>141.224</b>		<b>120.093</b>		<b>331.813</b>	<b>331.813</b>	<b>12.221</b>	<b>3.599</b>	<b>3.599</b>	<b>608.950</b>	
<b>Gastos en personal - Desplazamientos</b>	<b>16.880</b>		<b>90.312</b>		<b>152.023</b>	<b>152.023</b>	<b>5.088</b>	<b>752</b>	<b>752</b>	<b>265.055</b>	
<b>Financieros</b>	<b>128</b>		<b>3</b>		<b>86</b>	<b>86</b>				<b>217</b>	
<b>Amortizaciones y depreciaciones</b>	<b>1.463.164</b>		<b>1.887.368</b>		<b>2.156.599</b>	<b>2.156.599</b>	<b>4.394</b>	<b>308</b>	<b>308</b>	<b>5.511.833</b>	
<b>Total Costos de Explotación</b>	<b>4.137.879</b>		<b>3.365.850</b>	<b>12.276.318</b>	<b>6.301.983</b>	<b>18.578.301</b>	<b>195.733</b>	<b>54.220</b>	<b>10</b>	<b>54.230</b>	<b>26.331.993</b>



Anexo VII										
COSTOS SEPARADOS POR GRAN ACTIVIDAD										
(expresado en miles de pesos uruguayos históricos)										
Por el ejercicio/periodo comprendido entre el 2017-01 y el 2017-12										
<b>Costos de administración y ventas</b>										
Material energéticos y lubricantes	6.119	4.747	22.216	9.278	31.494	72	1.076	1.148	43.508	
Transporte de Gas	6.119	4.747	22.216	9.278	31.494	72	1.076	1.148		
Gas										
Lubricante para equipos de generación										
Tributos	28.931	21.890	164.413	49.405	213.818	-1	315	7.576	7.892	272.530
Diversos	68.678	75.178	394.815	779.595	1.174.410	1	848	35.452	36.300	1.354.567
Suministros y servicios externos	250.561	155.842	1.167.611	282.367	1.449.978	12.087	10.806	199.845	210.652	2.079.120
Gastos en materiales	11.873	5.542	96.248	19.070	115.318	289	149	130.149	130.298	263.320
Gastos de transporte	29.729	7.276	178.906	15.904	194.810	358	110	6.413	6.523	238.696
Publicidad y Propaganda	5.901	4.719	40.499	9.216	49.715	13	70	1.054	1.124	61.472
Pérdida por deudores incobrables	3.193	2.477	613.524	4.841	618.365		38	561	599	624.634
Trabajos para inversiones en curso - gastos										
Gastos en personal - sueldos	318.954	252.015	2.191.129	768.218	2.959.347	52.930	23.148	333.573	356.721	3.939.967
Gastos en personal - beneficios sociales	35.262	28.161	306.654	87.595	394.249	4.581	2.129	43.345	45.474	507.727
Gastos en personal - Otros cargos	15.656	14.774	68.742	31.673	100.415	354	260	6.231	6.491	137.690
Gastos en personal - Cargas Legales	49.548	37.475	342.496	116.541	459.037	8.048	3.427	53.332	56.760	610.868
Gastos en personal - Desplazamientos	4.214	4.178	57.785	18.027	75.812	2.721	47	17.496	17.544	104.469
Trabajos para inversiones en curso - personal										
Financieros	1.312.606	826.294	198.835	1.402.717	1.601.552	366	4	7.741	7.745	3.748.563
Ingresos Parque	-17.907	-13.889	-65.003	-27.147	-92.150		-212	-3.148	-3.360	-127.306
Amortizaciones y depreciaciones	141.859	72.928	487.851	69.740	557.591	207	2.263	41.266	43.529	816.114
<b>Total Costos de Administración y Ventas</b>	<b>2.265.177</b>	<b>1.499.607</b>	<b>6.266.721</b>	<b>3.637.040</b>	<b>9.903.761</b>	<b>81.954</b>	<b>43.474</b>	<b>881.962</b>	<b>925.440</b>	<b>14.675.939</b>
<b>TOTAL GASTOS ABC SIN IMPUESTOS</b>	<b>6.403.056</b>	<b>4.865.457</b>	<b>18.543.039</b>	<b>9.939.023</b>	<b>28.482.062</b>	<b>277.687</b>	<b>97.694</b>	<b>881.972</b>	<b>979.670</b>	<b>41.007.932</b>
<b>AJUSTES A BASE ABC</b>										<b>1.385.558</b>
<b>FINANCIEROS</b>										<b>-3.748.780</b>
<b>DIVERSOS</b>										<b>-4.101.621</b>
<b>Patrimonio</b>										<b>1.058.388</b>
<b>TPI</b>										<b>-945.502</b>
<b>TOTAL COSTOS DE EXPLOTACION Y DE ADMINISTRACION Y VENTAS</b>										<b>34.655.975</b>