

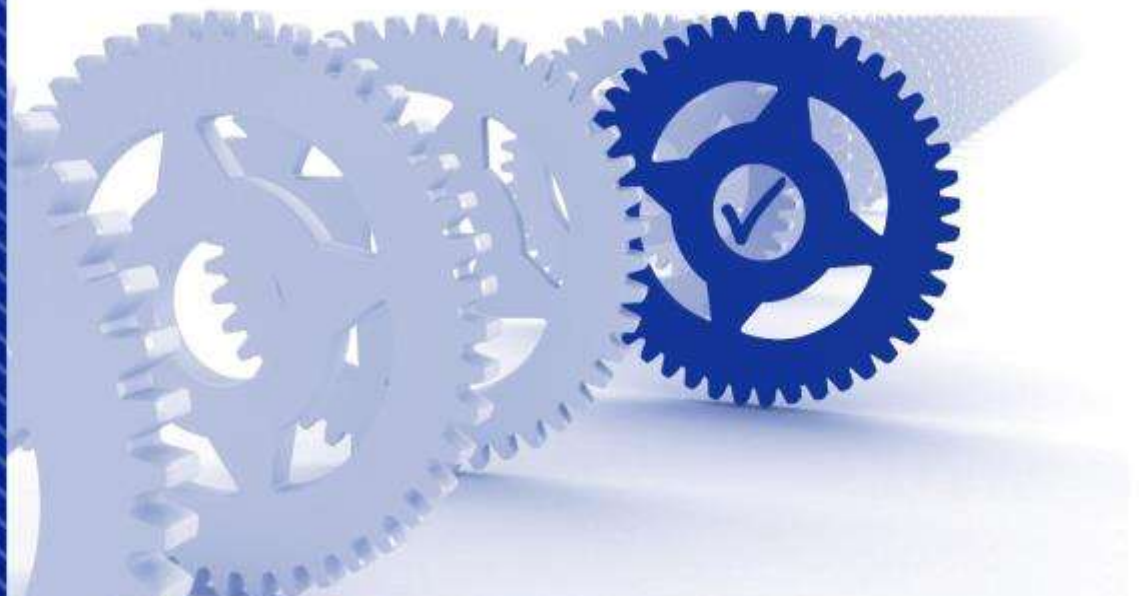


CND / URSEA

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

Informe 2

Setiembre de 2020



CND / URSEA

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

Informe 2

Setiembre de 2020

Preparado por:



BA Energy Solutions
Plaza Cagancha 1145
Montevideo
Uruguay
Tel: +5411 5776 1200
Fax: +5411 5776 1201
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 proveniente de la contabilidad regulatoria

2.2 Identificación del CAOyM de la red de BT

2.3 Evaluación de la razonabilidad y validación de los CAOyM
BT

3. CONSIDERACIÓN DE LOS IMPUESTOS CORRESPONDIENTES

ANEXOS

ANEXO A: CAOYM POR ADT

ANEXO B: TABLAS CONTABILIDAD REGULATORIA

1. INTRODUCCIÓN

La finalidad del presente estudio es determinar el VADE correspondiente a la distribución de baja tensión (0,23 y 0,40 kV), incluyendo la valorización de las instalaciones y el cálculo de los cargos a pagar por los usuarios conectados en este nivel de tensión.

En este informe se presenta la determinación de los costos eficientes de administración, operación y mantenimiento de la red de baja tensión (CAOyM_{BT}).

Las tareas realizadas en este informe se listan a continuación:

- Análisis de la información presentada en la contabilidad regulatoria 2018
- Identificación del CAOyM de la red de BT
 - Asignación de CAOyM BT a distribución BT
 - Asignación de CAOyM BT a comercial BT
- Evaluación de la razonabilidad y validación de los costos de CAOyM_{BT}
- Consideración de los impuestos correspondientes a la baja tensión

Como resultado de las tareas realizadas se determinaron los costos eficientes de administración, operación y mantenimiento de la red reconocida (CAOyM_{BT}), expresados en dólares (USD) y en pesos uruguayos (\$), considerando el tipo de cambio de diciembre de 2018 de 32,21 \$/USD.

Costos BT	Valor [miles USD/año]
CAOyM- Distribución BT	90.031,4
CAOyM- Comercial BT	179.978,1
CAOyM TOTAL a BT	270.009,5

Tabla 1-1 CAOyM BT TOTAL (sin impuesto al patrimonio)

Agregando el impuesto al patrimonio correspondiente a la red BT informado por UTE se obtienen los siguientes resultados.

CAOyM – Distribución BT	Valor [miles USD/año]
CAOyM BT – Distribución BT	90.031,4
IP Distribución BT	4.379,0
CAOyM TOTAL a BT	94.410,4

Tabla 1-2 CAOyM BT Distribución (con impuesto al patrimonio)

1. Introducción

CAOyM – Comercial BT	Valor [miles USD/año]
CAOyM BT – Comercial BT	179.978,1
IP Comercial BT	1.260,4
CAOyM TOTAL a BT	181.238,5

Tabla 1-3 CAOyM BT Comercial (con impuesto al patrimonio)

La siguiente tabla presenta el CAOyM BT estimado para UTE para el año 2018.

Costos BT	Valor [miles USD/año]
CAOyM BT – Distribución BT	94.410,4
CAOyM BT – Comercial BT	181.238,5
CAOyM TOTAL a BT	275.648,9

Tabla 1-4 CAOyM BT TOTAL (incluye impuesto al patrimonio)

Con el presente informe se entrega un archivo Excel "CAOyM BT UTE 2018 - Contabilidad regulatoria.xlsx" que presenta el CAOyM BT de UTE para el año 2018.

El 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 BT reconocida (CAOyM_{BT}).

La metodología utilizada tomó como punto de partida 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.

Es importante indicar que no se ha utilizado la metodología de la empresa modelo, que es habitualmente utilizada en este tipo de estudio para determinar los costos eficientes a trasladar a tarifas. Esto se debe a que el estudio se corresponde únicamente a baja tensión, y cuando se construye una empresa modelo se requiere la definición de la estructura de administración y apoyo (para determinar sus costos asociados) de la actividad de distribución completa en su conjunto, la cual comprende en este caso a la subtransmisión, la media tensión y la baja tensión a los efectos de poder asignar los costos indirectos de administración a cada etapa de la red.

Esto conllevaría asimismo al manejo de una masa de información de gran magnitud y a la necesidad de representar a la Distribuidora completa para luego estimar una parte de sus costos correspondientes a un nivel de tensión específico, pudiendo no estar obteniendo un resultado acorde para la porción de costos que se quiere estimar para el estudio; en este caso el nivel de costos eficientes en baja tensión.

Una vez obtenido el CAOyM_{BT}, 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 análisis Envolvente de datos (DEA) para determinar la eficiencia relativa frente a otras distribuidoras de la región y adicionalmente una comparación "benchmarking" con distribuidoras de la región, que son dos metodologías usuales para el análisis y evaluación de la razonabilidad de los costos propuestos.

Los valores utilizados en la comparación surgen de resultados de estudios tarifarios de otras compañías de distribución eléctrica de la región: Argentina, Chile, Perú y Guatemala. Se los considera como base de referencia ya que los mismos han sido presentados a un ente regulador con el objeto de una revisión tarifaria integral y fueron revisados y validados con el objetivo de fijar tarifas, pasando procesos de análisis de razonabilidad y eficiencia durante la revisión tarifaria.

La información utilizada para el cálculo propuesto de CAOyM de BT se extrajo de las tablas presentadas en la contabilidad regulatoria 2018 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.

La siguiente tabla presenta el CAOyM BT calculado para UTE que se corresponde con el año 2018 y será utilizado para el cálculo del VADE de baja tensión.

2. Determinación de los costos eficientes de administración, operación y mantenimiento de la red reconocida (CAOYM)

Costos BT	Valor [miles USD/año]
CAOyM BT – Distribución BT	94.410,4
CAOyM BT – Comercial BT	181.238,5
CAOyM TOTAL a BT	275.648,9

Tabla 2-1 CAOyM BT TOTAL (incluye impuesto al patrimonio)

En el Anexo A se encuentran los valores de CAOyM BT 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 BT se describen a continuación.

2.1 INFORMACIÓN PROVENIENTE DE LA CONTABILIDAD REGULATORIA

La URSEA, en forma anual y reglamentariamente, requiere a la empresa UTE que presente la Contabilidad Regulatoria. Por medio de la Contabilidad Regulatoria se 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 realiza la empresa.

La información recopilada por la URSEA a través de la contabilidad regulatoria 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 de control 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 concretos de costos de explotación referidos a la baja tensión 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 BT 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
 - Definición de directrices estratégicas
 - Gestión Energética y Comercialización Mayorista
 - Generación de Energía Autónoma

2. Determinación de los costos eficientes de administración, operación y mantenimiento de la red reconocida (CAOYM)

- Distribución de Energía Eléctrica
 - Planificación, Proyección y Desarrollo de la Infraestructura la Red de Distribución
 - Explotación de la Red de Distribución
- Gestión Comercial de Energía Eléctrica
 - Planificación de la Política Comercial de la Empresa
 - Diseño y Desarrollo de Productos y Servicios
 - Gestión de Relaciones con los Clientes
 - Ciclo Comercial
 - Atención de Clientes
 - Regularización de energía no facturada
- Gestión Ambiental
- Compra energía
- Procesos no directos o de apoyo
 - Gestión Humana
 - Gestión de Tecnología de información y Telecomunicaciones
 - Gestión Económico-Financiera
 - Abastecimiento
 - Gestión del Entorno Regulado
 - Servicios de Infraestructura No Eléctrica
 - Gestión Jurídico - Notarial
 - Administración de Procesos Corporativos
 - Administración de Procesos Diversos
 - Gastos Financieros
 - Personal no asignado
 - Tributos Nacionales
 - Previsión
- Amortizaciones y depreciaciones
- Costos Asignados de las Unidades de Dirección y Servicios Corporativos
 - Corporativos
 - Indirectos
 - Costos Financieros
- Impuesto al Patrimonio

El Costo de Explotación y de Administración y Ventas referente a Distribución y comercial declarado en la contabilidad regulatoria, en el anexo III para el año 2018, es 30.397.900 MM pesos uruguayos (943,6 MM USD; tasa de cambio 32,21 pesos uruguayos / USD). Este valor incluye todos 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

2. Determinación de los costos eficientes de administración, operación y mantenimiento de la red reconocida (CAOYM)

BT, que son aquellos involucrados en el objeto del presente estudio, de acuerdo a la metodología indicada en el punto siguiente del presente documento.

Para evitar efectuar esta identificación de los costos de BT, mediante criterios para la asignación de los costos totales de distribución, se necesita la información de costos de distribución desagregada por etapa de la red (subtransmisión distribución en MT y distribución en BT). Esta información no está disponible al momento de la elaboración de este informe.

Frente a esta situación y al igual que en el estudio de media tensión, se consideró como alternativa válida efectuar una desagregación de la información de Contabilidad Regulatoria por nivel de tensión para poder obtener una estimación de los costos de explotación de baja tensión.

2.2 IDENTIFICACIÓN DEL CAOYM DE LA RED DE BT

A efectos de la identificación de los costos de operación y mantenimiento atribuibles a la red de BT, se eliminaron de manera total aquellos costos que no se recuperan a través del valor agregado de distribución de baja tensión (VADE BT) y no deberían formar parte de los costos eficientes de CAOY_M_{BT}:

- Costos de abastecimiento de la demanda (ej. compra o generación de energía),
- Costos de capital (ej. Amortizaciones, costos financieros en general),

A continuación se listan los componentes de costos de la contabilidad regulatoria, no considerados para la estimación de los costos de CAOyM:

- Generación de energía eléctrica: este costo se recupera a través de un cargo independiente utilizando el mecanismo de pass through y no debe incluirse en el costo de CAOyM
- Compra energía: al igual que el anterior, este costo se recupera a través de un cargo independiente utilizando el mecanismo de pass through y no debe incluirse en el costo de CAOyM
- Gastos Financieros: tanto intereses de deuda como multas no se incluyen como costos de explotación
- Costos Asignados de las Unidades de Dirección y Servicios Corporativos – Costos financieros: en este concepto se incluyen los intereses de los préstamos que se destinan todos a financiar inversiones. Como el cálculo del VAD se hace a nivel de activos, la tasa que se utiliza para rentabilizar dicho activo incluye la remuneración al capital. Por lo tanto, no se deben incluir en los costos de explotación para no considerarlos por partida doble.
- Impuesto al Patrimonio: se elimina por completo ya que se tiene la discriminación nivel de tensión por lo que posteriormente se adiciona al cálculo de costos de explotación de baja tensión por separado.

Por otro lado las Amortizaciones y depreciaciones se incluyeron parcialmente. Basado en un análisis de las amortizaciones 2018 declaradas por UTE, se consideraron solamente el 10,3% del total de las amortizaciones y depreciaciones incluidas en el ANEXO III de la contabilidad regulatoria. Se mantuvieron las amortizaciones de los equipamientos no asociados la red eléctrica (ya considerados en el cálculo de costos de capital) ni a los directamente vinculados a conexiones de clientes.

Se listan a continuación los conceptos de amortización que son asignables al cálculo de CAOY_M_{BT}:

- Edificios, caminos, puentes
- Máquinas y máquinas-herramientas

2. Determinación de los costos eficientes de administración, operación y mantenimiento de la red reconocida (CAOYM)

- Medios de transporte
- Otros equipos y mobiliario
- Otras instalaciones eléctricas y comunicación. Se considera parcialmente, solo se incluyen los siguientes conceptos:
 - Comercial
 - Equipos de Telecomunicaciones
 - Equipos de Telecontrol
 - Equipos Varios - Instrumentos
 - Equipos Varios - Equipos Auxil
 - Equipos Varios - Medidores
 - Equipos Varios - Otros
 - Medidores 380
 - Distribución
 - Multiplexores, nodos y equipos de onda
 - Transceptores
 - Cable fibra óptica
 - Estaciones y sistemas de control remoto
 - Sistemas y equipos telefónicos
 - Instrumentos telefónicos de radio y fibra óptica
 - Equipos de energía auxiliar
 - Otros equipos e instalaciones
 - Equipamientos de telecontrol y comunicaciones
 - Repuestos específicos DNC - Comunicaciones
 - Obras Civiles de Comunicación

No se han incluido la amortización de los activos de generación, redes de distribución y estaciones transformadoras.

Para mayor detalle se presenta la tabla con el detalle de la amortización 2018, indicando la participación relativa de cada concepto de amortización y el cálculo de la amortización a considerar en los costos de CAOyM_{BT}.



2. Determinación de los costos eficientes de administración, operación y mantenimiento de la red reconocida (CAOYM)

Amortización 2018	Comercial	Distribución	Participación relativa	Consideración	Porcentaje a incluir en CAOyMBT
Edificios, caminos, puentes	13.758	24.428	1,4%	TOTAL	1,4%
Máquinas y maquinas-herramientas	11.543	27.066	1,5%	TOTAL	1,5%
Medios de transporte	10.300	28.268	1,5%	TOTAL	1,5%
Otros equipos y mobiliario	67.618	22.237	3,4%	TOTAL	3,4%
Centrales térmicas		14	0,0%	ELIMINADA	0,0%
Otra generación		4.137	0,2%	ELIMINADA	0,0%
Líneas cables y torres	22.991	1.338.183	51,4%	ELIMINADA	0,0%
Estaciones y subestaciones	7.335	717.939	27,4%	ELIMINADA	0,0%
Otras instalaciones eléctricas y comunicaciones	262.919	90.003	13,3%	Parcial	2,5%
Total	396.464	2.252.275	100%		10,3%

Tabla 2-2 Detalle amortización 2018 (contabilidad regulatoria)

2. Determinación de los costos eficientes de administración, operación y mantenimiento de la red reconocida (CAOYM)

En cuanto a la previsión de incobrables, se ha considerado razonable adoptar como parte de los costos de explotación para la baja tensión el valor incluido en la contabilidad regulatoria 2018, que es cercano al 1% del total de la facturación del año 2018 y se considera un valor razonable.

De esta manera el CAOyM TOTAL presentado por UTE a través de la contabilidad regulatoria para el año 2018, eliminando los costos listados anteriormente, es de 12.433 MM pesos uruguayos (385,9 MM USD; tasa de cambio 32,21 pesos uruguayos / USD).

Una vez obtenido el CAOyM total del UTE, se procedió posteriormente a identificar aquellos costos asignables a la red de BT de acuerdo a la metodología indicada en los puntos 2.2.1 y 2.2.2., que resultó de 270 MMUSD, clasificado en costos comerciales y costos de distribución, sin el impuesto al patrimonio de acuerdo a lo presentado en la siguiente tabla.

Costo explotación 2018	Costo Comercial [miles USD]	Costo Distribución [miles USD]	Valor TOTAL [miles USD]	%
CAOyM BT	179.978	90.031	270.009	70%
Otros CAOyM (MT +Stx)	1.538	114.424	115.962	30%
CAOyM TOTAL UTE	181.516	204.455	385.971	100%

Tabla 2-3 CAOyM por nivel de tensión (sin impuesto al patrimonio)

Como se puede apreciar el CAOyM_{BT} Total (comercial y distribución) absorbe 70% de los costos de explotación totales de UTE. También es interesante resaltar que el 44% de los costos de distribución totales de UTE se asigna a los costos de distribución de baja tensión y el 99% de los costos comerciales totales de UTE se asigna a los costos comerciales de baja tensión.

El costo total de explotación de baja tensión presentado previamente no incluye el impuesto al patrimonio. A continuación se adiciona el impuesto al patrimonio correspondiente a la baja tensión informado por UTE, discriminado en distribución y comercial.

Costo BT	Valor [miles USD/año]
CAOyM BT	270.009,5
Impuesto al patrimonio - Comercial	1.260,4
Impuesto al patrimonio - Distribución	4.379,0
CAOyM TOTAL BT	275.648,9

Tabla 2-4 CAOyM TOTAL UTE: costos comerciales y costos de distribución (con impuesto al patrimonio)

2. Determinación de los costos eficientes de administración, operación y mantenimiento de la red reconocida (CAOYM)

2.2.1 Asignación de CAOyM a distribución BT

A efectos de la asignación de los CAOyM a los costos de distribución en BT se utilizó la misma metodología que para la media tensión, por lo que se mantuvieron los mismos criterios de reparto de costos.

La asignación de los CAOyM totales ajustados de gestión de las redes del año 2018 (385,9 MM USD) se realizó a través de los cost-drivers que según nuestra experiencia son los más apropiados. Estos cost-drivers son los que mejor relacionan los costos con sus causales, a saber:

Sobre la base de nuestra experiencia los dos drivers más apropiados para realizar la asignación son los siguientes:

- Longitud de redes
- Ventad de energía

La longitud de redes es el cost-driver más directo 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 considera como cost-driver adicional la energía vendida en el nivel de baja tensión. De esta manera cuanto más energía se vende en BT, se asignan más costos proporcionalmente a la red BT 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 BT que contiene un término proporcional a la relación entre la longitud de la red BT y la longitud de la red total (subtransmisión, MT y BT), y otro término proporcional a la relación entre la energía vendida en BT y la energía total vendida en todos los niveles de tensión de distribución (este último driver considera la incidencia de los CAOyM asociados a la transformación MT/BT).

La ecuación planteada es la siguiente:

$$\text{CAOyM}_{\text{distBT}} = \text{CAOyM}_{\text{distTOT}} \times [C * (\text{Longred}_{\text{BT}} / \text{Longred}_{\text{TOT}}) + D * (\text{Energ}_{\text{BT}} / \text{Energ}_{\text{TOT}})]$$

Dónde:

$\text{CAOyM}_{\text{distBT}}$ = CAOyM distribución BT

$\text{CAOyM}_{\text{distTOT}}$ = CAOyM distribución total (Dato de contabilidad regulatoria ajustado conforme a la explicación del punto 2.2)

$\text{Longred}_{\text{BT}}$ = Longitud red BT

$\text{Longred}_{\text{TOT}}$ = Longitud red TOTAL (Subtransmisión + MT + BT)

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

$\text{Energ}_{\text{TOT}}$ = 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 BT de la red se presentan en la siguiente tabla.

2. Determinación de los costos eficientes de administración, operación y mantenimiento de la red reconocida (CAOYM)

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

Tabla 2-5 Ponderadores asignación CAOyM distribución BT

De esta manera el valor de CAOyM_{distBT} se calcula como:

$$\text{CAOyM}_{\text{distBT}} = \text{CAOyM}_{\text{distTOT}} \times [0,7 \times (27.872 \text{ km} / 85.230 \text{ km}) + 0,3 \times (6.199.619 / 8.796.552)]$$

El valor del CAOyM de distribución anual resultante, es el siguiente:

$$\text{CAOyM}_{\text{distBT}} = \mathbf{90.031,4} \text{ Miles USD/año}$$

Esta asignación de costos de distribución a la red de BT, se ha validado mediante un Análisis de Envoltorio de datos (DEA del inglés Data Envelopment Analysis) y un benchmarking de valores obtenidos de estudios tarifarios efectuados por empresas distribuidoras de la región, donde se calcula la eficiencia relativa de UTE y se comparan los CAOyM de la red BT expresados por km de red. En análisis de validación se presenta en el punto 2.3

2.2.2 Asignación CAOyM comercial BT

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

$$\text{CAOyM}_{\text{comBT}} = \text{CAOyM}_{\text{comTOT}} \times [A \times (\text{Usu}_{\text{BT}} / \text{Usu}_{\text{TOT}}) + B \times (\$ \text{Energ}_{\text{BT}} / \$ \text{Energ}_{\text{TOT}})]$$

Dónde:

CAOyM_{comTOT} = CAOyM comercial total (Dato de contabilidad regulatoria ajustado conforme a la explicación del punto 2.2)

CAOyM_{comBT} = CAOyM comercial BT

Usu_{BT} = Usuarios BT

Usu_{TOT} = Usuarios TOTAL

\$Energ_{BT} = Venta de energía BT (USD)

\$Energ_{TOT} = 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.

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

2. Determinación de los costos eficientes de administración, operación y mantenimiento de la red reconocida (CAOYM)

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

Tabla 2-6 Ponderadores asignación CAOyM comercial BT

De esta manera el valor de CAOyM_{distBT} se calcula como:

$$\text{CAOYM}_{\text{comBT}} = \text{CAOYM}_{\text{comTOT}} \times [0,95 \times (1.483.062 / 1.483.803) + 0,05 \times (48.280.992 / 57.472.458)]$$

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

$$\text{CAOYM}_{\text{comBT}} = \mathbf{179.978,1} \text{ Miles USD/año}$$

Al igual que para el caso de los costos de distribución, la asignación de costos comerciales a la red de BT, se ha validado con un análisis DEA y un benchmarking de valores obtenidos de estudios tarifarios efectuados por empresas distribuidoras de la región.

2.3 EVALUACIÓN DE LA RAZONABILIDAD Y VALIDACIÓN DE LOS CAOYM BT

A efectos de validar los costos de CAOyM_{BT} a utilizar para el cálculo del VADE en BT, se procedió a evaluar su razonabilidad sobre la base de un análisis envolvente de datos (DEA) donde se verifica el costo CAOyM TOTAL correspondiente a la BAJA TENSIÓN a través de un cálculo de eficiencia relativa, y una comparación (benchmarking) para verificar individualmente el CAOyM BT de distribución y el comercial.

Con el presente informe se entrega un archivo Excel "Análisis de razonabilidad CAOyM BT.xlsx" que contiene la planilla de cálculo asociada al análisis DEA y benchmarking.

Los resultados de ambos análisis indican que los valores de CAOyM BT propuestos en este informe para UTE son razonables, no evidenciándose la necesidad de realizar un ajuste. Por un lado, la eficiencia relativa de UTE calculada con el análisis DEA es levemente superior a la media de la eficiencia de todas las empresas de la región consideradas en el análisis. Por otro lado, la comparación con el benchmarking posiciona los costos de UTE dentro de los rangos de costos de explotación de baja tensión del resto de las empresas y con valores similares a las empresas de densidad equivalente. De esta manera se estaría dando cumplimiento al requerimiento reglamentario de considerar costos de CAOyM eficientes para trasladar a tarifas.

Es importante detallar que la metodología DEA se basa en una programación matemática, desarrollada específicamente para medir la eficiencia de un conjunto de unidades homogéneas. Se debe tener en cuenta que se calcula la eficiencia relativa de cada unidad, con respecto a la envolvente o frontera de eficiencia que forman las empresas con mejor performance del conjunto de unidades analizadas.

La herramienta permite comparar la eficiencia relativa de un grupo de unidades de producción de bienes y/o servicios, que utilizan el mismo tipo de inputs (recursos, insumos) para generar el mismo grupo de outputs (productos, servicios).

2. Determinación de los costos eficientes de administración, operación y mantenimiento de la red reconocida (CAOYM)

Esta metodología permite trabajar con múltiples inputs y outputs, que pueden ser incorporados en una única medida de eficiencia como la suma ponderada de los outputs dividido por la suma ponderada de los inputs.

El resultado del análisis permite identificar las unidades (empresas) más eficientes y encontrar indicadores de gestión relativa para cada unidad con relación a aquellas que presentan el mejor desempeño.

Los costos utilizados para el análisis se corresponden con los valores presentados por distintas distribuidoras de la región, en diversos procesos de revisión tarifaria por lo tanto fueron revisados y validados por los reguladores al momento de fijar tarifas.

Se han considerado datos de costos de explotación de revisiones tarifarias a partir del año 2005 de empresas distribuidoras correspondientes a distintos países latinoamericanos, por lo que para realizar el análisis se realizó primero un ajuste a efectos de referenciar los montos a la misma fecha y adicionalmente el ajuste que se realiza cuando se cuenta con diferentes países que considera la paridad de poder adquisitivo (PPA) por país, frecuentemente conocida también como PPP (del inglés Purchasing Power Parity) con el objetivo de asegurar que los valores entre distintos periodos y países sean comparables.

La paridad de poder adquisitivo responde a la pregunta de cuánto dinero sería necesario para comprar los mismos bienes y servicios en dos países diferentes, eliminando las distorsiones generadas por los distintos niveles de precios existentes entre los países comparados.

Se presenta a continuación una descripción de la metodología aplicada para el proceso de evaluación de la razonabilidad de los valores de CAOyM_{BT} que consistió en las siguientes tareas:

- Ajuste de costos utilizados para análisis comparativo
- Descripción del análisis DEA utilizado para evaluar la razonabilidad de los costos de explotación de BT
- Selección del panel de empresas utilizados para la comparación
- Determinación de la eficiencia por distribuidora – Análisis DEA
- Análisis de Benchmarking de costos de explotación de baja tensión

2.3.1 Ajuste de costos utilizados para análisis comparativo

Para efectuar la comparación de costos de explotación correspondiente a baja tensión se utilizaron valores de distribuidoras de energía de distintos países de revisiones tarifarias realizadas a partir del año 2005. Por ello fue necesario el ajuste de costos expresándolos en moneda del mismo año y homogeneizándolos entre países para poder realizar la comparación correctamente.

A efectos de realizar el ajuste, se procedió en primer término a convertir los costos a dólares estadounidenses (USD) corrientes, utilizando el tipo de cambio del momento en que se definieron los costos unitarios en moneda local. Posteriormente se ajustaron los valores determinados en USD corrientes por la inflación de USA para llevarlos a dólares de diciembre de 2018.

Finalmente, como los datos se corresponden a distintos países, se afectó los valores de costos a diciembre 2018 por los índices de PPP de cada país para hacerlos totalmente comparables entre ellos.

2. Determinación de los costos eficientes de administración, operación y mantenimiento de la red reconocida (CAOYM)

Los índices PPP utilizados, por país y para el año 2018, para realizar el ajuste son los publicados por el Banco Mundial (World Bank)¹ y se presentan en la siguiente tabla. Cabe destacar que el dato publicado por el Banco Mundial es un factor de conversión, no un índice, por lo cual para realizar el índice se considera 1 dividido el factor.

País	Factor BM	Índices de ajuste por PPP 2018
Argentina	0,57	1,77
Chile	0,63	1,58
Perú	0,48	2,07
Uruguay	0,73	1,36

Tabla 2-7 Índices PPP para los datos de distintos países

Los índices PPP de los países analizados indican que, por ejemplo, con un dólar en Perú se puede conseguir más productos de una misma canasta de compras que en Argentina, Chile y Uruguay. En otras palabras y según los índices del año 2018, el costo de la canasta de productos en Uruguay presenta un valor más alto en comparación al resto de los países de la tabla, ya que con un dólar se puede comprar menos productos que en los otros países.

2.3.2 Descripción del análisis DEA utilizado para evaluar la razonabilidad de los costos de explotación de BT

Tal como se mencionó precedentemente, se evaluó la razonabilidad de los costos de explotación de baja tensión calculados, aplicando la metodología DEA a efectos de comparar los resultados de baja tensión obtenidos para UTE con la performance de un grupo de Empresas de Distribución Eléctrica (DISCO's). El grupo de comparación utilizado se compone de empresas de la región latinoamericana, cuyos datos se encuentran validados por la correspondiente autoridad regulatoria al haber sido evaluados en procesos de revisiones tarifarias.

A través de la programación lineal, el DEA maximiza o minimiza una función objetivo (por ejemplo de producción o costos), con base en una serie de productos (atributos de cada una de las empresas). El método determina una envolvente y la ubicación de los datos que no forman parte de esa envolvente.

En términos generales, la performance de una organización empresarial en general se define como la relación entre sus productos y sus insumos.

$$Performance = \frac{Productos (outputs)}{Insumos (inputs)}$$

En este caso, para caracterizar a las distribuidoras y definir su productividad en baja tensión se consideraron dos variables de salida (productos) y una de entrada (insumos):

- Productos: Número de Clientes BT [#] y Longitud de la Red BT [km]
- Insumos: Costo Total de Explotación en baja tensión [USD]

Los ratios a utilizar se definieron como:

¹ <https://databank.worldbank.org/reports.aspx?source=2&series=PA.NUS.PPPC.RF&country=>

2. Determinación de los costos eficientes de administración, operación y mantenimiento de la red reconocida (CAOYM)

$$Performance1 = \frac{\text{Número de Clientes BT [\#]}}{\text{Costo Total BT [USD]}}$$

$$Performance2 = \frac{\text{Longitud de la Red BT [km]}}{\text{Costo Total BT [USD]}}$$

Los valores de performance se pueden representar gráficamente tomando las salidas definidas anteriormente como abscisas ($x=Performance1$) y ordenadas ($y=Performance2$).

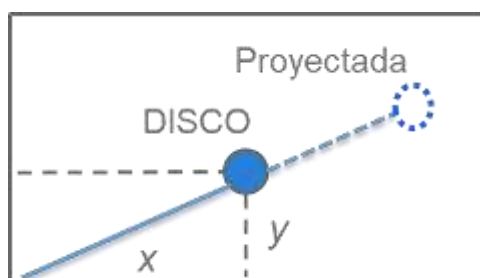


Ilustración 2-1 Representación gráfica de performance de una distribuidora

En este esquema la posición de la DISCO está definida por el vector $(x;y)$ y su performance combinada es la magnitud del mismo $[\sqrt{(x^2+y^2)}]$. El ángulo del vector es la relación entre los dos productos (Líneas/Clientes) para un mismo Costo de Explotación. Si la DISCO desplaza su posición a lo largo del vector estaría aumentando, en forma proporcional, sus productos (más Clientes y más líneas) manteniendo su Costo de Explotación, con lo cual habría aumentado su performance.

En el gráfico la posición proyectada tiene mejor performance que la actual. Además, se infiere que cuanto más alejada del origen se encuentre, mejor performance tendrá.

A modo de ejemplo se presenta un caso para poder interpretar el resultado de un análisis DEA de un conjunto de DISCO's.

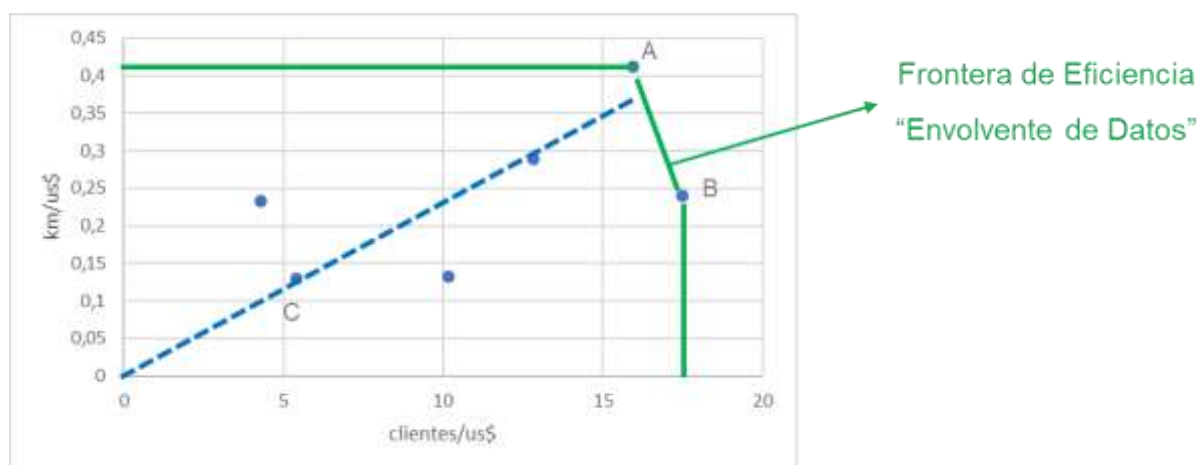


Ilustración 2-2 Gráfico ejemplo de frontera de eficiencia

- Las DISCO's graficadas tienen distintas performances, entre ellas se destacan la A y la B como las más eficientes (top performers). Cabe destacar que no se sabe si esta es la eficiencia máxima alcanzable, pero si se puede decir que son las más eficientes entre el conjunto analizado.
- Si se unen los ejes con A y B y estas entre sí, se obtiene una línea envolvente que encierra las restantes DISCO's, esta línea marca la frontera de eficiencia relativa del

2. *Determinación de los costos eficientes de administración, operación y mantenimiento de la red reconocida (CAOYM)*

conjunto. Es por esta razón que a este tipo de análisis se lo denomina "envolvente de datos".

En cuanto a la performance individual de cada empresa se puede indicar:

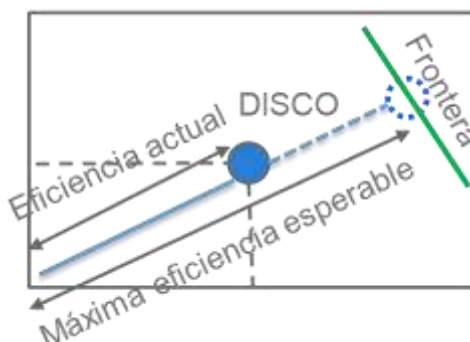


Ilustración 2-3 Gráfico ejemplo de eficiencia

- A las DISCOs que marcan la frontera se las puede tomar como referencia, para medir la performance del conjunto, asignándoles una performance de 100%.
- Las restantes tendrán una performance menor y su magnitud se determina por la relación entre la performance actual de la DISCO y aquella que tendría si estuviese en la Frontera de Eficiencia.
- La distancia desde el origen de coordenadas hasta el punto de intersección de la prolongación del vector de posicionamiento con la línea de frontera es la máxima eficiencia objetivo que puede alcanzar cada DISCO.
- La performance actual de la DISCO es el cociente entre la magnitud del vector de posicionamiento y la distancia desde el origen al punto de intersección.
- La máxima eficiencia esperable es un objetivo de superación que se la puede imponer a la DISCO para que lo alcance paulatinamente.

En cuanto al análisis DEA realizado específicamente para validar los CAOyM_{BT} de UTE, es interesante indicar que la eficiencia de cada DISCO "i" se calcula como:

$$\text{Eficiencia} = (cl_i \times w_1 + km_i \times w_2) / (w_3 \times \text{costo BT USD}_i)$$

Donde:

- cl_i : es la cantidad de clientes en BT de la DISCO "i"
- km_i : es la cantidad de kilómetros de líneas en BT de la DISCO "i"
- costo BT USD_i : es el CAOyMBT en USD del 2018 y ajustado por PPP de la DISCO "i"

El objetivo del DEA en este caso fue maximizar la eficiencia, sujeto al siguiente sistema de inecuaciones utilizado para determinar los rendimientos por distribuidora

$$0 \leq (cl_1 \times w_1 + km_1 \times w_2) / (w_3 \times \text{USD}_1) \leq 1$$

$$0 \leq (cl_2 \times w_1 + km_2 \times w_2) / (w_3 \times \text{USD}_2) \leq 1$$

.....

$$0 \leq (cl_n \times w_1 + km_n \times w_2) / (w_3 \times \text{USD}_n) \leq 1$$

Se determinan los coeficientes w_1 , w_2 y w_3 que resuelven el sistema de inecuaciones por iteraciones sucesivas.

De esta manera para cada DISCO "i":

$$\text{Weighted output} = cl_i \times w_1 + km_i \times w_2$$

$$\text{Weighted input} = \text{Costo BT USD}_i \times w_3$$

2. Determinación de los costos eficientes de administración, operación y mantenimiento de la red reconocida (CAOYM)

Por último, es importante tener en cuenta que el análisis DEA efectuado con empresas de distintos países tiene algunas limitaciones que no permiten tomarlo como referencia absoluta de eficiencia ya que en este estudio no se han considerado algunas variables, por no contar con información de calidad y confiable para la representación de las mismas y su inclusión en el análisis, que son importantes a la hora de comparar costos de explotación de distribuidoras eléctricas, tales como las que se listan a continuación:

- Factores ambientales propios de la zona de prestación de servicio (cantidad de precipitaciones, contaminación salina, etc.)
- Condiciones estructurales de la zona de prestación de servicio (infraestructura civil, condiciones de las redes, etc.)
- Regulación de tarifas y límites de calidad de servicio (la regulación local es distinta entre las empresas del panel de comparación)
- Tipo de instalaciones de cada distribuidora (distinta infraestructura propia de la red y tecnología utilizada)
- Calidad de servicio resultante (puede darse el caso que una empresa sea muy eficiente en cuanto a costos, pero sus indicadores de calidad de servicio no sean adecuados)

De todas maneras, es una buena metodología para obtener una referencia general del nivel de eficiencia de una distribuidora comparado contra otras de la región.

2.3.3 Selección del panel de empresas utilizados para la comparación

El panel de empresas utilizado para la comparación se integró con 17 DISCOs que enfrentaron una revisión tarifaria a partir del año 2005, y se considera información suficientemente representativa para el proceso de evaluación de razonabilidad de los COAyM de BT.

Con la información proveniente de cada empresa y manteniendo criterios de clasificación homogéneos, se identificó el costo de explotación en baja tensión, discriminando en costos de distribución BT y comerciales BT, para poder compararlos contra los de UTE.

Todos los costos se expresaron en dólares (USD) de diciembre de 2018, y se homogeneizaron entre los distintos países, aplicando la metodología de ajuste de costos mencionada previamente en el punto 2.3.1.

La siguiente tabla contiene los datos por empresa con los costos ya ajustados por la inflación de USA (según el año de referencia del dato) y PPP (según el país).



Empresa	País	Año revisión tarifaria	Clientes [#]	Red AT [km]	Red MT [km]	Red BT [km]	CAOyM BT		Costo total BT [kusD-año]
							Distribución BT [kusD-año]	Comercial BT [kusD-año]	
							EDESA	Argentina	2010
EDESA	Argentina	2010	412.763	0	5.653	7.233	34.056,6	67.911,8	101.968,3
ESJ	Argentina	2015	202.524	1.210	3.780	4.788	20.668,2	35.158,8	55.827,0
EDESAL	Argentina	2016	178.658	797	7.736	5.047	18.745,1	34.191,6	52.936,8
EDELNOR	Perú	2008	929.906	0	3.301	8.351	81.170,7	70.463,4	151.634,1
ELECTRODUNAS	Perú	2008	129.477	258	2.271	1.877	4.814,2	18.665,7	23.479,9
CGE	Chile	2008	1.203.376	0	10.936	13.532	49.226,7	99.051,1	148.277,8
LUZ DEL SUR	Perú	2005	710.754	0	3.086	7.692	71.531,9	42.754,9	114.286,9
EDEA	Argentina	2016	518.877	56	7.132	5.344	64.686,7	145.962,9	210.649,6
EDELAP	Argentina	2016	351.434	343	3.123	5.934	67.359,0	116.559,1	183.918,1
EDEN	Argentina	2016	360.103	328	10.830	7.851	88.968,9	106.053,2	195.022,2
EDES	Argentina	2016	189.400	1.434	1.712	3.570	38.169,3	68.221,3	106.390,7
ENEL	Perú	2018	1.385.448	660	4.760	12.928	85.264,3	136.317,9	221.582,1
EEGSA	Guatemala	2016	1.113.938	0	7.932	8.194	37.781,3	50.358,6	88.139,9
EJESA	Argentina	2015	199.435	0	4.132	3.451	16.570,6	30.497,0	47.067,6
EDENOR	Argentina	2016	2.794.083	1.074	9.780	41.175	430.113,9	244.666,3	674.780,2
EDESUR	Argentina	2008	2.217.738	578	7.082	16.395	152.454,8	181.849,5	334.304,4
UTE	Uruguay	2018	1.483.062	4.897	52.461	27.589	128.576,1	246.826,0	375.402,0

Tabla 2-8 Datos utilizados (con ajuste por inflación y PPP)

2.3.4 Determinación de la eficiencia por distribuidora – Análisis DEA

Del análisis DEA se concluye que los valores de CAOyM BT, calculados para UTE a través de la información de la contabilidad regulatoria, resultan razonables ya que la eficiencia relativa estimada es levemente superior a la media de la del panel de comparación. Respecto a la frontera de eficiencia determinada por la muestra de empresas utilizadas, la eficiencia de UTE es del 73,3%.

A continuación se presentan los resultados obtenidos.

DISCO	Output		Input	Ratios		Weighted output	Weighted input	Eficiencia	Relación con eficiencia media
	Clientes # 000´	Red Total km	Costo kUSD/año	clientes/U SD	km/USD				
EDESA	227	4.327	46.951	0,005	0,092	0,115	0,125	91,8%	1,38
EDETESA	413	7.233	101.968	0,004	0,071	0,193	0,272	71,0%	1,07
ESJSA	203	4.788	55.827	0,004	0,086	0,126	0,149	84,6%	1,27
EDESAL	179	5.047	52.937	0,003	0,095	0,132	0,141	93,5%	1,40
EDELNOR	930	8.351	151.634	0,006	0,055	0,234	0,404	58,0%	0,87
ELECTRODUNAS	129	1.877	23.480	0,006	0,080	0,051	0,063	80,9%	1,22
CGE	1.203	13.532	148.278	0,008	0,091	0,372	0,395	94,1%	1,41
LUZ DEL SUR	711	7.692	114.287	0,006	0,067	0,212	0,304	69,6%	1,05
EDEA	519	5.344	210.650	0,002	0,025	0,148	0,561	26,4%	0,40
EDELAP	351	5.934	183.918	0,002	0,032	0,159	0,490	32,4%	0,49
EDEN	360	7.851	195.022	0,002	0,040	0,207	0,520	39,9%	0,60
EDES	189	3.570	106.391	0,002	0,034	0,095	0,283	33,5%	0,50
ENEL	1.385	12.928	221.582	0,006	0,058	0,361	0,590	61,2%	0,92
EEGSA	1.114	8.194	88.140	0,013	0,093	0,235	0,235	100,0%	1,50
EJESA	199	3.451	47.068	0,004	0,073	0,092	0,125	73,4%	1,10
EDENOR	2.794	41.175	674.780	0,004	0,061	1,109	1,797	61,7%	0,93
EDESUR	2.218	16.395	334.304	0,007	0,049	0,470	0,891	52,7%	0,79
UTE	1.483	27.589	375.402	0,00	0,07	0,733	1,000	73,3%	1,10

Ilustración 2-4 Eficiencia por distribuidora

Es interesante indicar algunos datos relevantes de la empresa EEGSA (Empresa Eléctrica de Guatemala S.A.) identificada como TOP performer, con una eficiencia relativa del 100%.

EEGSA es una empresa distribuidora de electricidad que por más 125 años ha servido a los guatemaltecos. Actualmente, tiene más de 1 millón 300 mil clientes y por su red circula el 41% de la energía del país en los departamentos más industrializados a nivel nacional, Guatemala, Escuintla y Sacatepéquez. Desde el punto de vista accionario, pertenece desde hace 10 años al Grupo EPM de Medellín, Colombia.

Por último y para poder tener alguna noción respecto al tamaño de la empresa, se presenta el siguiente cuadro de cifras relevantes de EEGSA presentado en el último informe anual de la empresa.

Dato	Valor 2019
Clientes (#)	1.307.950
Energía que circula por la red (GWh)	5.240
RED MT y BT (km)	17.118
Empleados (directos + indirectos)	1.482

Tabla 2-9 Cifras relevantes 2019 EEGSA (Top Performer)

2. Determinación de los costos eficientes de administración, operación y mantenimiento de la red reconocida (CAOYM)

A continuación se encuentra la representación gráfica de la tabla anterior.

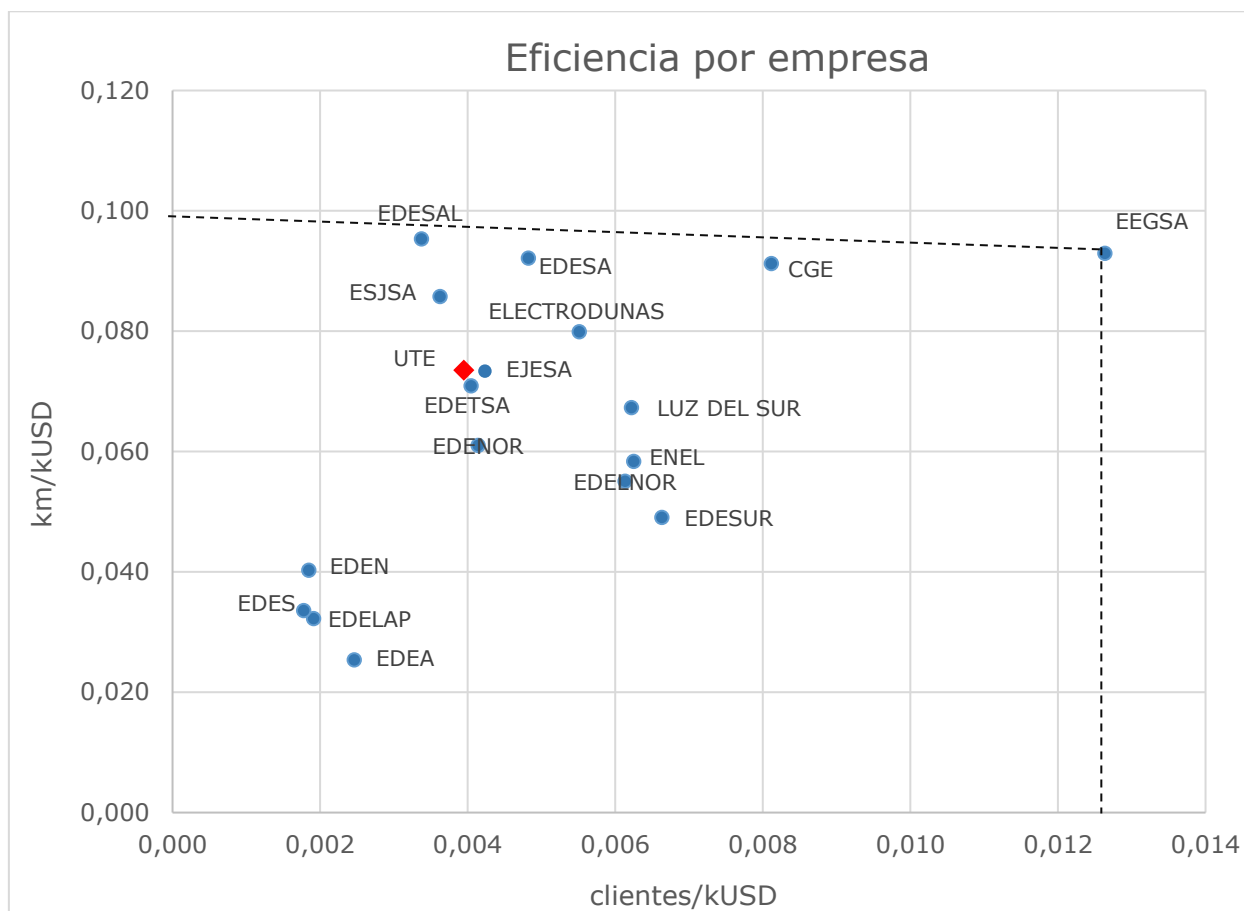


Ilustración 2-5 Identificación de TOP performers

2.3.5 Análisis de Benchmarking de costos de explotación de baja tensión

Adicionalmente al análisis DEA previamente presentado, a efectos de validar los costos de baja tensión a utilizar para el cálculo de los cargos, se procedió también a evaluar su razonabilidad sobre la base de una comparación (benchmarking) con información correspondiente a las mismas empresas utilizadas en el análisis DEA con los datos actualizados por inflación y PPP.

Para el benchmarking se utilizaron los siguientes indicadores:

- CAOyM BT Distribución BT: Relación entre CAOyM BT distribución y longitud de red de BT
- CAOyM BT Comercial BT:
 - Relación entre CAOyM BT comercial y cantidad de usuarios BT
 - Relación entre CAOyM BT comercial y CAOyM BT TOTAL

El análisis de benchmarking, al igual que el análisis DEA, demuestra que los valores calculados para la baja tensión de UTE resultan razonables y se encuentran dentro del rango de las empresas de la región.

Teniendo en cuenta que una de las principales variables que define el costo de explotación de la empresa es la densidad del mercado atendido, y con el objetivo de posicionar las empresas dentro del panel de comparación se presenta la densidad de clientes por longitud de red BT.

2. Determinación de los costos eficientes de administración, operación y mantenimiento de la red reconocida (CAOYM)

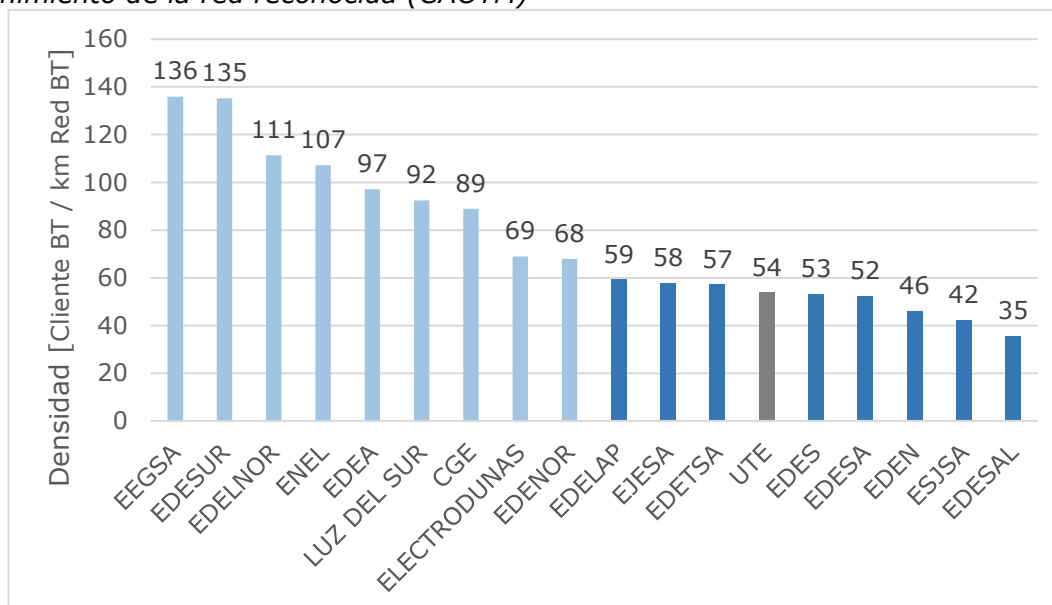


Ilustración 2-6 Densidad de clientes por longitud de red BT

Como se puede observar UTE presenta una densidad baja y resulta comparable a las siguientes empresas del panel: EDESA, EDETSA, EJESA, ESJSA, EDESAL, EDELAP, EDEN y EDES (todas correspondientes a Argentina). Esta agrupación es un dato a tener presente a la hora de sacar conclusiones.

A. VERIFICACIÓN CAOYM BT DE DISTRIBUCIÓN PROPUESTO

A continuación se presenta el indicador de costos de distribución de baja tensión (CAOyM BT distribución / longitud de red de BT) para todas las empresa del panel de comparación.

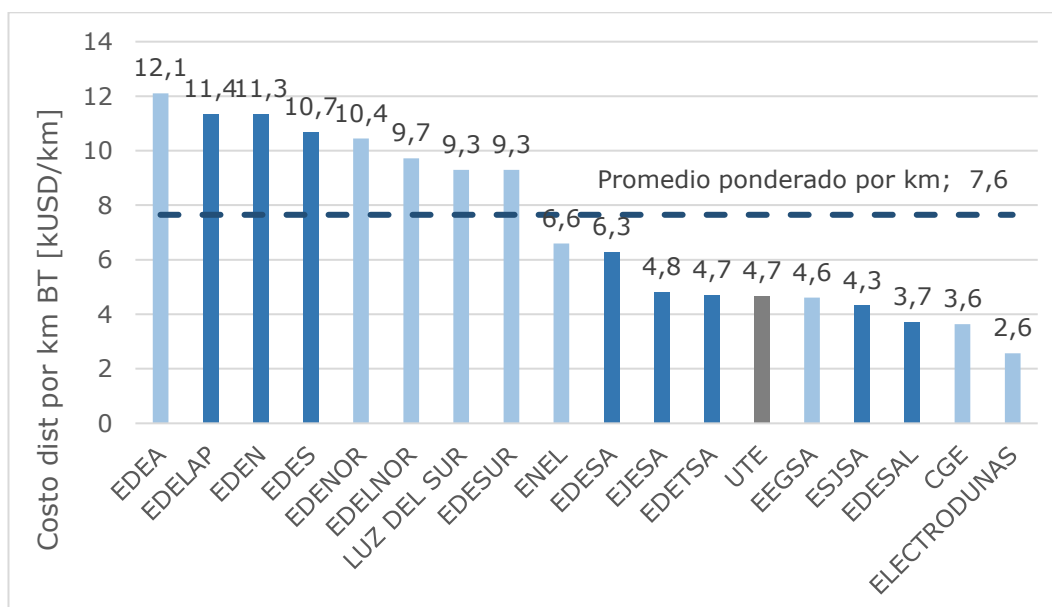


Ilustración 2-7 Comparación CAOyM dist. BT total por km red de BT

Los resultados demuestran que:

- El valor propuesto para UTE presenta la relación CAOyM BT por longitud de red de BT inferior a la media ponderada de los valores presentados.

2. Determinación de los costos eficientes de administración, operación y mantenimiento de la red reconocida (CAOYM)

- Los valores presentan una gran dispersión y varían entre ~ 2.600 y 12.100 USD/km.
- Cabe mencionar que los valores más altos se corresponden a las empresas de la provincia de Buenos Aires (EDEA, EDELAP, EDEN, EDES) que son empresas Argentinas que se encontraban en un proceso de recuperación de sus redes al momento de la RTI.
- El promedio ponderado por longitud de la red BT (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 7.650 USD/km.

Eliminando las empresas argentinas que presentan valores elevados explicados por un proceso de recuperación de las redes se puede ver que UTE se posiciona por debajo de la media y presenta valores comparables a las empresas con densidad similar.

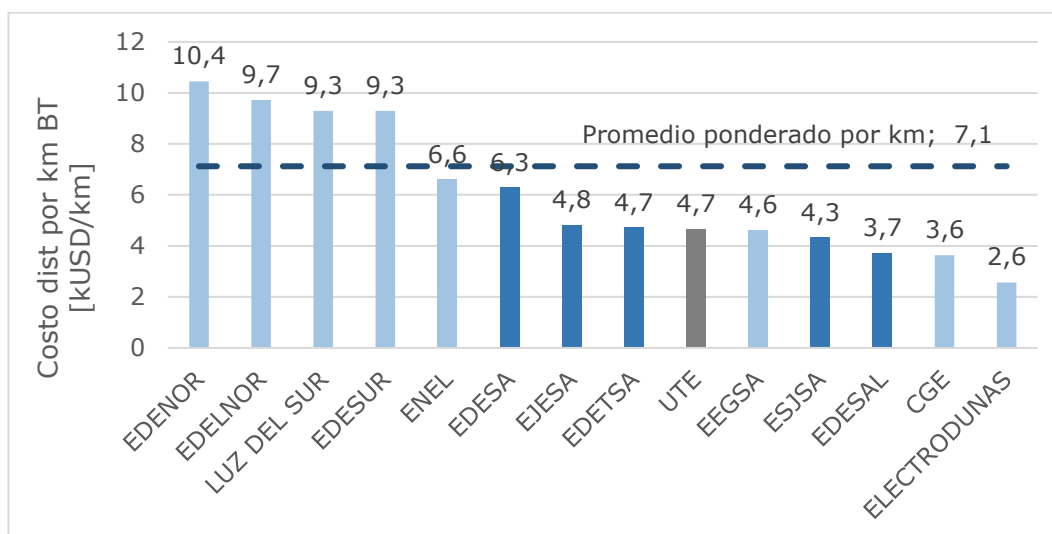


Ilustración 2-8 Comparación CAOyM dist BT total por km red de BT (eliminando outliers)

B. VERIFICACIÓN CAOYM BT COMERCIAL PROPUESTO

A continuación, se presentan los indicadores para verificar los valores propuestos para el CAOyM comercial BT.

i. Relación CAOyM comerciales BT y cantidad de usuarios BT

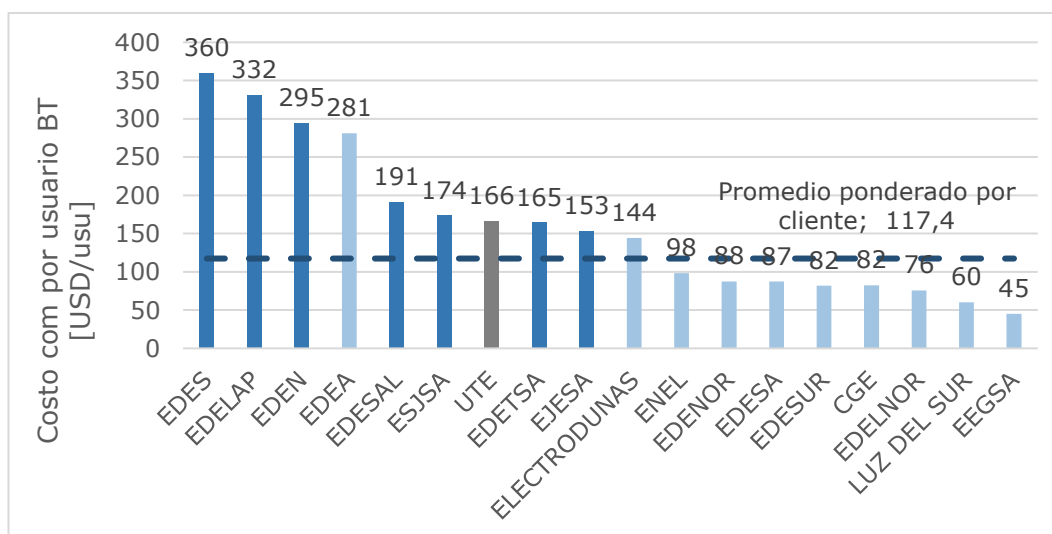


Ilustración 2-9 Comparación CAOyM comerciales BT por usuarios BT

2. Determinación de los costos eficientes de administración, operación y mantenimiento de la red reconocida (CAOYM)

Los valores considerados presentan una gran variación. Los resultados demuestran que:

- El valor propuesto para la UTE presenta la relación CAOyM comercial BT por cantidad de usuarios BT superior a la media de los valores presentados, de 117,4 USD*año/usuario BT.
- Las distribuidoras con menor densidad presentan los costos unitarios mayores
- Los valores varían entre 45 USD*año/Cliente (dónde la mayoría de los cargos son variables) y 360 USD*año/Usuario

Eliminando las empresas argentinas que presentan valores elevados explicados por un proceso de recuperación de las redes se puede ver que UTE se posiciona por encima de la media y presenta valores comparables a las empresas con densidad similar.

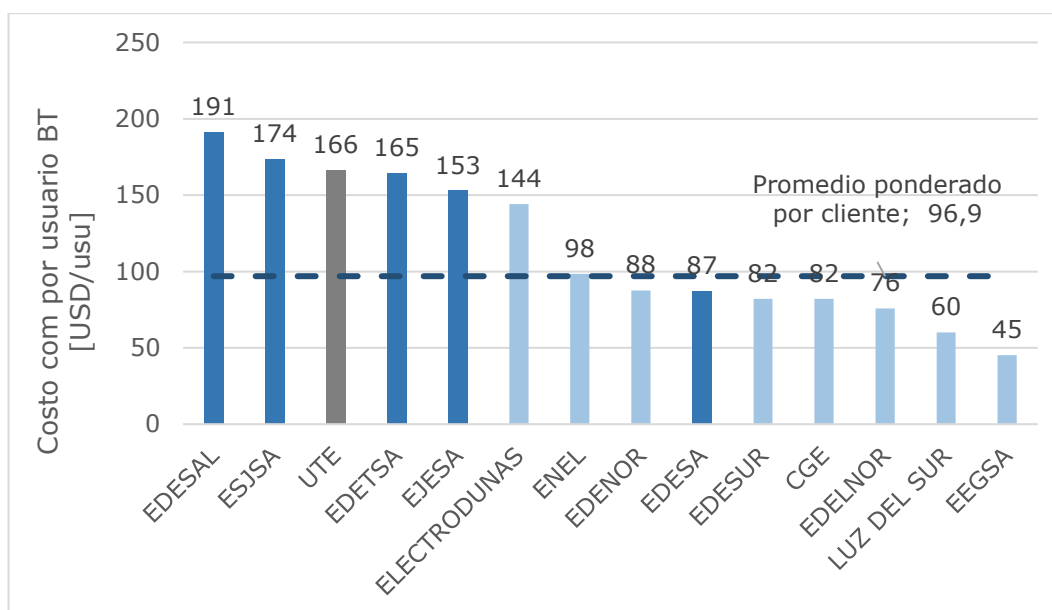


Ilustración 2-10 Comparación CAOyM comerciales BT por usuarios BT (eliminando outliers)

Cabe aclarar que resulta esperable que el valor unitario por usuario sea elevado para la UTE, debido a que la cantidad de usuarios por km de red de BT de la UTE es sustancialmente inferior al de las otras empresas. En la comparación directa con las empresas de densidad similar presenta valores comparables y los valores de la mayoría de estas empresas se ubican por encima del promedio y además por encima de la línea de tendencia del gráfico de dispersión (costo comercial por usuario v.s. densidad de clientes por longitud de red) presentado a continuación.

2. *Determinación de los costos eficientes de administración, operación y mantenimiento de la red reconocida (CAOYM)*

Eliminando las empresas argentinas que presentan valores elevados explicados por un proceso de recuperación de las redes se puede ver que UTE se sigue posicionando levemente por encima de la media, aunque en la comparación directa con las empresas de densidad similar se puede apreciar que la relación costos comerciales BT sobre costos totales BT es similar.

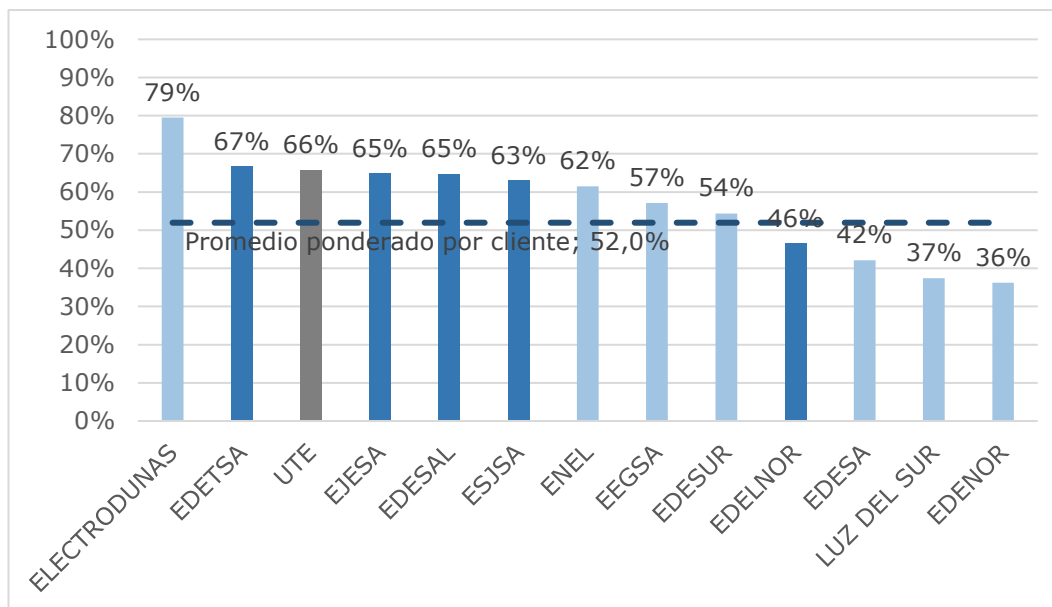


Ilustración 2-13 Comparación CAOyM comerciales BT y CAOyM Totales (sin outliers)

3. CONSIDERACIÓN DE LOS IMPUESTOS CORRESPONDIENTES

Como parte de los costos la red de BT se ha considerado, de manera similar al criterio utilizado para el cálculo del cargo de MT, 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 BT, incluyendo la transformación MT/BT, para el año 2018 fue de 4.378.976 USD para distribución BT y 1.260.433 USD correspondiente a la parte comercial BT. En adelante lo denominaremos $IP_{BT-dist}$ y IP_{BT-com} .

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

$$\%IP_{BT-dist} = IP_{BT-dist} / VNR_{BT} = 4.379 \text{ M USD} / 2.345.101 \text{ M USD} = 0,19 \%$$

Este valor % $IP_{BT-dist}$ expresado en forma porcentual se aplicó al VNR de cada subetapa "i" componente de la red BT, de manera de determinar el IP_i correspondiente a cada una de ellas, aplicando la siguiente expresión.

$$IP_i = \%IP_{BT-dist} \times VNR_i$$

Los resultados obtenidos se muestran en la tabla siguiente.

Etapa RED BT	VNR [miles USD]	IP [%]	IP [miles USD/año]
1 - Líneas aéreas y cables	1.668.888	0,19% del VNR	3.117
2 - Equipos de BT	3.404	0,19% del VNR	6
3 - Subestaciones transformadoras MT/BT	672.809	0,19% del VNR	1.256
TOTAL	2.345.101		4.379

Tabla 3-1 Impuestos al patrimonio

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

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

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 de distribución BT a VADE por ADT y el impuesto al patrimonio distribución BT, asignados proporcionalmente al VNR de cada área, calculados en el informe de avance N°1.

Etapa RED BT	Costo CAOyM distribución [miles USD/año]					
	ADT 1	ADT 2	ADT 3	ADT 4	ADT 5	TOTAL
1 - Líneas aéreas y cables	14.255	23.572	4.584	5.615	8.089	56.115
2 - Equipos de BT	29	62	6	8	8	113
3 - Subestaciones transformadoras MT/BT	4.496	7.237	1.037	2.856	6.645	22.271
TOTAL	18.780	30.871	5.626	8.480	14.742	78.498

Etapa RED BT	Impuesto al patrimonio distribución [miles USD/año]					
	ADT 1	ADT 2	ADT 3	ADT 4	ADT 5	TOTAL
1 - Líneas aéreas y cables	795	1.315	256	313	451	3.130
2 - Equipos de BT	2	3	0	0	0	6
3 - Subestaciones transformadoras MT/BT	251	404	58	159	371	1.242
TOTAL	1.048	1.722	314	473	822	4.379

El CAOyM Comercial BT por ADT y el impuesto al patrimonio BT se presentan en la siguiente tabla asignado por cantidad de usuarios de cada ADT.

Etapa RED BT	Costo CAOyM comercial [miles USD/año]					
	ADT 1	ADT 2	ADT 3	ADT 4	ADT 5	TOTAL
Cantidad de Usuarios	25%	53%	8%	6%	8%	
Costo CAOyM comercial	42.177	90.552	14.338	9.649	14.529	171.245
Impuesto al patrimonio comercial	310	667	106	71	107	1.260
TOTAL	42.488	91.219	14.443	9.720	14.636	172.506



ANEXO B: TABLAS CONTABILIDAD REGULATORIA

A continuación, se presentan las tablas correspondientes al Anexo III, cuadro IX y clientes y facturación nivel de tensión.



ANEXO B: Tablas contabilidad regulatoria

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

Anexo III		
Cuadro de Distribución de Costos de Distribución y Comercial		
Por el ejercicio/periodo comprendido entre el 2018-01 y el 2018-12 (expresado en miles de pesos uruguayos históricos)		
Procesos		
Descripción		
G1 - Procesos directos		
01_Definición de directrices estratégicas		22.789
02_Gestión Energética y Comercialización Mayorista		18.460
03_Generación de Energía Eléctrica		45.851
05_Distribución de Energía Eléctrica		
05.01_Planificar, Proyectar y Desarrollar la Infraestructura la Red	420.193	
05.02_Explotar la Red de Distribución	2.944.929	
05_Distribución de Energía Eléctrica Total		3.365.121
06_Gestión Comercial de Energía Eléctrica		
06.01_Planificación de la Política Comercial de la Empresa	18.240	
06.02_Diseño y Desarrollo de Productos y Servicios	300.296	
06.03_Gestionar Relaciones con los Clientes	768.228	
06.04_Ciclo Comercial	1.376.659	
06.05_Atención de Clientes	410.743	
06.06_Regularizar energía no facturada	519.846	
06_Gestión Comercial de Energía Eléctrica Total		3.394.012
07_Gestión Ambiental		8.291
20_Gas 20.01_Gastos dii Compra energía		14.339.065
G1 - Procesos directos Total		21.193.590
G2 - Procesos no directos o de apoyo		
10_Gestión Humana		528.094
11_Gestión de Tecnología de información y Telecomunicaciones		123.735
12_Gestión Económico Financiera		148.317
13_Abastecimiento		439.292
14_Gestionar el Entorno Regulado		6.998
15_Servicios de Infraestructura No Eléctrica		145.385
16_Gestión Jurídico - Notarial		9.189
17_Adm Procesos Corporativos		226.000
18_Administrar procesos Diversos		60.350
Gastos Financieros		92.712
Personal no asignado		73.266
Tributos Nacionales		64.953
Previsión		521.792
G2 - Procesos no directos o de apoyo Total		2.440.084
G3 - Amortizaciones y depreciaciones		
		2.648.739
G4 - Costos Asignados de las Unidades de Dirección y Servicios Corporativos		
G4.1 - Corporativos		1.220.593
G4.2 - Indirectos		1.784.809
G4.3 - Costos Financieros		623.319
G4 - Costos Asignados de las Unidades de Dirección y Servicios Corporativos Total		3.628.721
Total Costos de Explotacion y Administracion y Ventas (Costos ABC sin impuestos)		
		29.911.134
I1 - Impuesto al Patrimonio		
		486.766
Total General		
		30.397.900



ANEXO B: Tablas contabilidad regulatoria

B.2 CUADRO IX

7	Extensión de la red de Distribución por nivel de tensión (3)	
	-60 kV y 30 kV	4.897
	-22kV -15 kV y 6 kV	52.461
	-230 V, 400 V	27.872
8	Cantidad de servicios activos por categoría tarifaria	1.484.005
	-General	115.726
	-Residencial	956.551
	-Consumo Básico Residencial	306.943
	-Grandes Consumidores	454
	-Medianos Consumidores	15.132
	-Doble Horario General	-
	-General Hora Estacional	1.694
	-Triple Hoirario Residencial	481
	-Doble Horario Residencial	79.243
	-Alumbrado Público	3.433
	-Doble Horario Alumbrado Público	3.921
	-Zafrales Estival	382
-Mercado NO Regulado	45	

B.3 CLIENTES Y FACTURACIÓN POR NIVEL DE TENSIÓN

La Energía y facturación informada por UTE por nivel de tensión para el 2018 se presenta en las siguientes tablas.

ENERGÍA VENDIDA MWh	ENERGÍA VENDIDA (MWh)	ENERGÍA VENDIDA (\$)
SubTrasmisión	1.526.931	3.980.955
Media Tensión	1.070.002	5.210.512
MEDIANOS CONSUMIDORES	265.345	
(MC2) Tarifa Mediano Consumidor 6,4 - 15 - 22	265.345	
GRANDES CONSUMIDORES	765.164	
(GC2) Tarifa Gran Consumidor 6,4 - 15 - 22	765.164	
DE ZAFRA ESTIVAL	39.493	
(TZ2) Tarifa Zafra 6,4 - 15 - 22	39.493	
Baja Tensión	6.199.619	48.280.992
GENERAL	792.725	
(TGS) Tarifa General Simple	792.725	
RESIDENCIAL	2.734.793	
(TRS) Tarifa Residencial Simple	2.734.793	
DOBLE HORARIO RESIDENCIAL	516.534	
(TRD) Tarifa Residencial Doble Horario	516.534	
CONSUMO BASICO RESIDENCIAL	441.920	
(TCB) Tarifa Consumo Básico	358.625	
(TCBD) Tarifa Consumo Básico D	36.089	
(TCBT) Tarifa Consumo Básico T	47.206	
ALUMBRADO PUBLICO	90.802	
(ALI) Tarifa Conexiones Directas y AP Lamparas Incandesce	13	
(AMC) Tarifa Alumbrado Publico - Mantenimiento a cargo d	41.563	
(AMU) Tarifa Alumbrado Publico - Mantenimiento a cargo c	169	
(ANI) Tarifa Conexiones Directas y AP Lamparas No Incande	49.058	
DOBLE HORARIO ALUMBRADO PUBLICO	138.510	
(ADS) Tarifa Alumbrado Publico Doble Horario con medidor	31.942	
(APD) Tarifa Alumbrado Publico Doble Horario	106.568	
MEDIANOS CONSUMIDORES	1.356.366	
(MC1) Tarifa Mediano Consumidor 0,23 - 0,400	1.356.366	
GRANDES CONSUMIDORES	88.181	
(GC1) Tarifa Gran Consumidor 0,23 - 0,400	88.181	
DE ZAFRA ESTIVAL	30.396	
(TZ1) Tarifa Zafra 0,23 - 0,400	30.396	
Estacional	9.090	
(GC1) Tarifa Gran Consumidor 0,23 - 0,400	9.090	
Triple horario residencial	303	
(GC1) Tarifa Gran Consumidor 0,23 - 0,400	303	
	8.796.552	57.472.458