

## EXPEDIENTE

NÚMERO	CÓDIGO	LETRA	AÑO
<b>7139</b>	<b>390</b>	<b>E</b>	<b>2025</b>

FECHA INICIO: 2025-11-27 09:44

FOJAS INICIO: 1

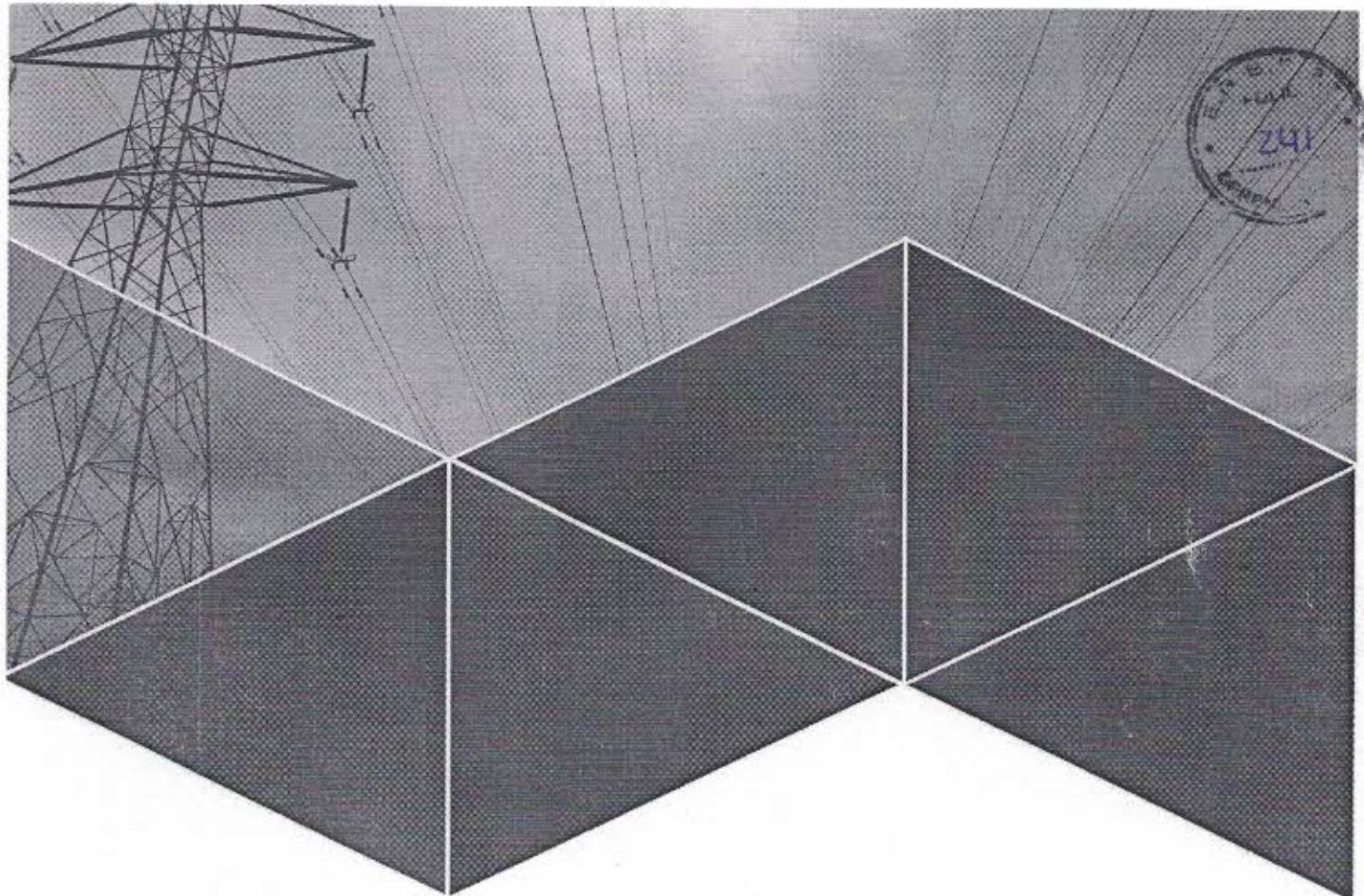
## CAUSANTE

EDET SA .

## ASUNTO

(ENERGIA - Otros)  
CONVOCATORIA A AUDIENCIA PÚBLICA- REVISIÓN  
TARIFARIA INTEGRAL 2025- 2030

2º CUERPO



Empresa de Distribución  
Eléctrica de Tucumán S.A.  
(EDET S.A.)

Cálculo de tasa WACC – Revisión Tarifaria  
Integral 2025

Agosto 2025



# Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A. (EDET S.A.)

Cálculo de tasa WACC – Revisión Tarifaria  
Integral 2025

Agosto 2025

*Versión 1.0*

---

**BA Energy Solutions**  
**Argentina**  
**Avenida del Libertador 218,**  
**Piso 3, CABA, CP: C1001ABP**

**Tel: +54 11 5279 1200**  
**Fax: +54 11 5279 0700**  
**[www.baenergysolutions.com](http://www.baenergysolutions.com)**

---



## Tabla de Contenido

### Capítulos

<b>1. Resumen ejecutivo .....</b>	<b>2</b>
<b>2. Cálculo de la WACC.....</b>	<b>3</b>
2.1 Determinación de la tasa WACC.....	4

### Anexos

<b>ANEXO A: Fuentes de información consultadas .....</b>	<b>17</b>
--	-----------

### Tablas

Tabla 1: Resultados obtenidos para la tasa WACC.....	2
Tabla 2: Resumen de Resultados obtenidos .....	4
Tabla 3: Estructura de capital .....	7
Tabla 4: Tasa de endeudamiento .....	8
Tabla 5: Cálculo del Beta del capital accionario.....	12
Tabla 6: Estimación del Retorno sobre el Capital Accionario .....	14
Tabla 7: Parámetros para el cálculo del WACC y resultados obtenidos .....	15

### Figuras

Figura 1: Evolución del riesgo país de Argentina y Latinoamérica.....	13
---	----

### Ecuaciones

Ecuación 1 – Ecuación de cálculo de la WACC.....	5
Ecuación 2 – Ecuación de cálculo de la WACC en términos reales.....	5
Ecuación 2 – Ecuación de cálculo de la WACC en términos reales con riesgo cambiario .....	5
Ecuación 3 – Ecuación de cálculo de la WACC real antes de impuestos .....	6
Ecuación 4 – Ecuación de cálculo de la tasa de endeudamiento .....	7
Ecuación 5 – Ecuación de cálculo del costo del capital propio.....	9

## 1. Resumen ejecutivo

El presente informe se ha desarrollado con la finalidad de determinar el valor de la tasa de rentabilidad de la Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A. (EDET S.A.) aplicable en la Revisión Tarifaria Integral 2025-2030.

El cálculo de la tasa de rentabilidad se realizó empleando la metodología WACC (Weighted Average Cost of Capital – Costo Promedio Ponderado del Capital). Para determinar el retorno del capital accionario se utilizó el método del CAPM (Capital Asset Pricing Model), adaptado para incorporar el mayor riesgo que significa operar en Argentina respecto a Estados Unidos (CAPM Country Spread Model).

Como resultado de las tareas realizadas se concluye que la WACC nominal, la WACC real después de impuestos con riesgo cambiario, y la WACC real antes de impuestos tendrían los valores que se muestran a continuación:

WACC	
WACC (nominal después de impuestos)	11,65%
WACC <sub>real</sub> (real después de impuestos)	9,26%
<b>WACC<sub>real</sub> (real antes de impuestos)</b>	<b>14,25%</b>

Tabla 1: Resultados obtenidos para la tasa WACC

Los parámetros de cálculo utilizados se detallan en el capítulo 2. *Cálculo de la WACC*.

## 2. Cálculo de la WACC

En el presente capítulo se desarrolla el cálculo del valor de la tasa de rentabilidad correspondiente a EDET S.A. a través de la metodología del WACC (Weighted Average Cost of Capital – Costo Promedio Ponderado del Capital) aplicable en el cálculo del VAD.

Para el cálculo se contempla que la tasa de rentabilidad debe guardar relación con el grado de eficiencia y eficacia operativas de la distribuidora, y tener como referencia promedio de la industria, la de otras actividades de riesgo similar, o comparable, en el orden nacional o internacional.

Por otra parte, las tarifas deben ser compatibles con el objetivo de obtener el mínimo costo posible para el usuario contemplando la seguridad de abastecimiento y la calidad del servicio requerida. En este sentido, la estabilidad y previsibilidad del valor de la tasa de rentabilidad más allá de cada periodo tarifario, es uno de los aspectos esenciales que permiten lograr tarifas justas y razonables para los usuarios, con una mejora en la prestación del servicio, junto con la sustentabilidad de la distribuidora.

El cálculo efectuado contempla valores que reflejan diversos escenarios económicos mundiales y específicos de Argentina.

Se han tomado series de tiempo de 10 a 20 años para determinar los valores a considerar en todos los parámetros de cálculo del WACC donde se consideró relevante, y asimismo fuera posible hallar la información. De esta forma se incluyen varios ciclos económicos, ya que no resulta razonable para este tipo de cálculos considerar datos que reflejen únicamente la coyuntura actual, que pudieran estar afectados por situaciones puntuales y que no reflejan el desenvolvimiento de la economía en el largo plazo.

Esto cobra especial relevancia si se considera que el sector de distribución eléctrica es un sector capital intensivo con rendimientos de largo plazo. En este sentido, el periodo de años adoptado resulta consistente con el requisito de estabilidad y previsibilidad que la regulación debiera observar en beneficio de la sostenibilidad del servicio eléctrico, con mejora de la calidad de la prestación, a un costo razonable para los usuarios.

En la siguiente tabla se exponen los parámetros utilizados para el cálculo de la WACC, cuyo resultado es **9,26%** en el caso de la **WACC real después de impuestos con riesgo cambiario**, y **14,25%** en el caso de la **WACC real antes de impuestos**.



<b>R<sub>d</sub>: Costo del financiamiento de terceros</b>		<b>11,25%</b>
<b>R<sub>d</sub></b>	Costo de la deuda	11,25%
<b>R<sub>e</sub>: Costo del capital propio (CAPM)</b>		<b>13,21%</b>
<b>R<sub>r</sub>:</b>	Tasa libre de riesgo	4,40%
	Premio de mercado	7,00%
<b>B<sub>e</sub>:</b>	Beta equity	0,568
<b>R<sub>p</sub>:</b>	Riesgo país	4,83%
<b>Estructura de capital, impuestos, inflación</b>		
<b>W<sub>d</sub></b>	Deuda / Activo	26,6%
<b>W<sub>e</sub></b>	Capital propio / Activo	73,4%
<b>t</b> :	Tasa impuesto a las ganancias	35,0%
<b>R<sub>c</sub></b> :	Riesgo cambiario	0,4%
$\pi$ :	Inflación EE.UU.	2,56%
<b>WACC</b>		
WACC (nominal después de impuestos)		<b>11,65%</b>
WACC <sub>-c</sub> (real después imp + riesgo camb.)		<b>9,26%</b>
WACC <sub>rai</sub> (real antes de impuestos + rc)		<b>14,25%</b>

Tabla 2: Resumen de Resultados obtenidos

## 2.1 Determinación de la tasa WACC

Conceptualmente la tasa de rentabilidad, aplicando la metodología del WACC, determina la tasa de retorno a aplicar sobre el valor de los activos de la empresa como el promedio ponderado de la tasa de endeudamiento y la tasa de rentabilidad del capital accionario, utilizando como ponderadores la estructura de capital de la compañía (deuda – capital aportado por los accionistas).

Para determinar el retorno del capital accionario se utiliza el método del CAPM (Capital Asset Pricing Model), que calcula la rentabilidad sobre el capital de los accionistas apartando el riesgo inherente a una empresa / sector en particular respecto al riesgo del mercado en su conjunto.

Los valores de los parámetros que se utilizan para el cálculo de la tasa WACC / CAPM son representativos del sector eléctrico en su conjunto y de EDET S.A. en particular, a saber:

- Costo del capital propio con datos del mercado de acciones de EE.UU. que se adaptan al mercado local adicionándole el riesgo país (Country Spread Model: variante adaptada del CAPM donde se tiene en cuenta el diferencial de riesgo de las inversiones en Argentina. Este modelo es comúnmente utilizado en países emergentes).
- Costo de endeudamiento para economías desarrolladas de compañías con calificación de riesgo equivalente al de las empresas eléctricas en dichos países, que se adapta al mercado argentino adicionándole el riesgo país.
- Estructura de capital que refleja el nivel de endeudamiento sostenible para EDET S.A.



La tasa resultante es entonces una tasa de rentabilidad comparable con otras actividades de riesgo similar nacional e internacional, y reconoce una estructura de capital adecuada, con tasas de endeudamiento y rentabilidad para los accionistas razonables.

La metodología WACC calcula la tasa de rentabilidad sobre el valor total de la empresa activo mediante la siguiente expresión:

$$WACC = W_d * R_d * (1 - t) + W_e * R_e$$

Ecuación 1 – Ecuación de cálculo de la WACC

Donde:

- **WACC:** Tasa de rentabilidad nominal después de impuestos.
- **W<sub>d</sub>:** Porcentaje de participación de la deuda en el valor total de la empresa o activo, representado por la suma del monto de endeudamiento y el valor del aporte de capital de los accionistas.
- **R<sub>d</sub>:** Tasa de endeudamiento.
- **t:** Tasa efectiva del impuesto a las ganancias.
- **W<sub>e</sub>:** Porcentaje de participación del capital accionario en el valor total de la empresa o activo, representado por la suma del monto de endeudamiento y el monto involucrado por los accionistas para financiar las actividades de la empresa.
- **R<sub>e</sub>:** Tasa de rentabilidad del capital aportado por los accionistas.

La fórmula expuesta corresponde a la tasa de rentabilidad nominal después de impuestos. Es nominal porque los datos que se consideran para su cálculo tienen incluida la inflación, y después de impuestos porque contiene el beneficio impositivo del impuesto a las ganancias que se aplica sobre los intereses de la deuda.

Dado que los Costos Propios de Distribución (CPD) son ajustados durante el periodo tarifario reflejando la variación de los precios relativos en la economía, resulta necesario calcular la tasa de rentabilidad real despejando a la tasa de rentabilidad nominal de la componente inflacionaria que contiene. Para dicho cálculo se aplica la siguiente fórmula:

$$WACC_r = \frac{1 + WACC}{1 + \pi} - 1$$

Ecuación 2 – Ecuación de cálculo de la WACC en términos reales

Donde:

- **WACC<sub>r</sub>:** Tasa de rentabilidad real después de impuestos.
- **WACC:** Tasa de rentabilidad nominal después de impuestos.
- **π:** Tasa de inflación de los Estados Unidos.

Para obtener la tasa de rentabilidad real después de impuestos considerando el riesgo cambiario se realiza el siguiente cálculo:

$$WACC_{r+rc} = WACC_r + rc$$

Ecuación 3 – Ecuación de cálculo de la WACC en términos reales con riesgo cambiario

Donde:

- **WACC<sub>r+rc</sub>**: Tasa de rentabilidad real después de impuestos con riesgo cambiario.
- **WACC<sub>r</sub>**: Tasa de rentabilidad real después de impuestos.
- **Rc**: Tasa de riesgo cambiario



Finalmente, para obtener la tasa de rentabilidad real antes de impuestos con riesgo cambiario se realiza el siguiente cálculo:

$$WACC_{rai} = \frac{WACC_{r+rc}}{(1 - t)}$$

*Ecuación 4 – Ecuación de cálculo de la WACC real antes de impuestos*

- **WACC<sub>rai</sub>**: Tasa de rentabilidad real antes de impuestos.
- **WACC<sub>r+rc</sub>**: Tasa de rentabilidad real después de impuestos con riesgo cambiario
- **t**: Tasa efectiva del impuesto a las ganancias.

A continuación, se detalla el cálculo de cada componente de la ecuación de cálculo de la WACC (Ecuación 1).

### 2.1.1 Estructura de capital

La estructura de capital representa cómo financia la empresa sus activos: cuánto se realiza con financiamiento de terceros (deuda), y cuánto con aportes de los accionistas (capital propio).

A medida que la estructura de capital tiende al óptimo, la tasa WACC se va reduciendo hasta alcanzar el mínimo.

La tasa de endeudamiento suele ser inferior a la tasa requerida por el capital accionario, ya que como tiene prioridad de pago, tiene asociado un menor riesgo. Por lo tanto, cuando el nivel de deuda es muy bajo, el costo del financiamiento alternativo (proveniente del capital aportado por los accionistas) resulta ser superior al de eficiencia.

En el caso contrario, con niveles de deuda elevados, los bancos vislumbran las dificultades que tendrá la compañía en generar recursos para hacer frente a los pagos de la deuda. Por ende, a mayor riesgo, se requiere una tasa de retorno superior, apartándose del punto óptimo de costo de deuda.

De aquí, la importancia y responsabilidad que los reguladores tienen cuando fijan ingresos/tarifas en las revisiones tarifarias. La remuneración que obtiene la empresa a partir de las tarifas debe permitirle hacer frente al repago de sus obligaciones de deuda de acuerdo con el nivel de endeudamiento considerado a través de la WACC que, a su vez, para determinar el costo de dicha deuda debe considerar la relación riesgo/tasa de interés, para optimizar el valor de la WACC obteniendo menores tarifa para los usuarios.

El nivel óptimo de endeudamiento varía según la empresa, y está relacionado con los flujos de caja que pueda generar y su estabilidad. Además, la estructura de capital de las empresas será diferente de acuerdo con el país en que operen. Esto está relacionado con el nivel de desarrollo del sistema financiero de cada país y la accesibilidad en general al crédito interno y externo.

En el caso de EDET S.A., se observa que una estructura de capital conformada en promedio por 26,6% de deuda y 73,4% de capital accionario. Estos valores surgen de considerar el



nivel de endeudamiento y el capital propio verificados en los últimos 5 años en la compañía según datos que surgen de los Estados Contables (Tabla 3).

	2019	2020	2021	2022	2023	Promedio
Deuda (D) - miles/\$	7.675.573	9.638.119	15.425.053	34.702.128	119.432.770	37.376.729
Capital propio (E) - miles/\$	13.604.650	21.977.003	50.258.479	103.294.761	354.025.434	120.632.245
Activo Total (D + E) - miles/\$	21.280.223	31.616.022	65.693.532	197.996.889	473.458.204	158.008.974
D / (D + E)	36,1%	30,5%	23,5%	17,5%	25,2%	26,6%
E / (D + E)	63,9%	69,5%	76,5%	82,5%	74,8%	73,4%

Tabla 3: Estructura de capital

### 2.1.2 Tasa de endeudamiento

El costo de la deuda se define como la tasa de interés a la cual la firma puede incrementar su deuda (costo marginal de la deuda) y puede variar en función del riesgo de cesación de pagos de la empresa.

Cuando se cuenta con información suficiente se determina con información financiera de los pagos por intereses de la deuda de largo plazo de la empresa o con tasas de interés bancarias de largo plazo. En su defecto suele estimarse mediante un enfoque teórico similar al CAPM, sumando a una tasa libre de riesgo las primas por riesgo país y por riesgo del sector eléctrico o comparable.

En este caso, se consideró adecuado que el costo o tasa de endeudamiento assignable a EDET S.A. se calcule utilizando el enfoque teórico, que permite estimar el costo marginal de largo plazo de la deuda. Fue utilizado por Brasil para definir el costo de la deuda de las empresas de distribución de ese país en varias revisiones tarifarias.

La expresión que se utiliza es la siguiente:

$$R_d = r_F + r_c + r_p$$

Ecuación 5 – Ecuación de cálculo de la tasa de endeudamiento

Donde:

- $R_d$ : Tasa de endeudamiento
- $r_F$ : Tasa de retorno de un activo libre de riesgo
- $r_c$ : Riesgo crediticio
- $r_p$ : Tasa adicional por riesgo país

La determinación de los valores para cada uno de los parámetros de la fórmula se realizó teniendo en cuenta que el mercado crediticio define las tasas de los préstamos o rendimiento de los bonos corporativos en relación a los costos de fondeo de la coyuntura que se atraviesa, y evaluando las probabilidades futuras de modificación del escenario económico. Asimismo, los plazos de financiación suelen ser inferiores a la vida útil del capital involucrado para brindar el servicio eléctrico.

En este sentido, se consideran representativos para definir los parámetros de la tasa de endeudamiento los siguientes valores:

- $r_F$ : Se estimó a partir del rendimiento promedio diario de enero a julio de 2025 del Bono del Tesoro de los EE.UU. a 10 años, para representar lo que se espera a futuro para la tasa de Interés libre de riesgo, consistente con una visión forward-looking. Los bonos del Tesoro estadounidense suelen considerarse como activos con inexistente probabilidad de



default. Por otra parte, se toman los de 10 años de plazo en concordancia con las prácticas habituales en cuanto al término de los préstamos/bonos corporativos que se observan en el mercado crediticio. El valor obtenido es de 4,40%<sup>1</sup>.

- $r_d$ : El riesgo crediticio se calculó a partir del índice BofA para la deuda con calificación BBB que calcula el banco de inversión Merrill Lynch. El índice BofA Merrill Lynch OAS (Option Adjusted Spread) calcula el diferencial entre un índice compuesto por todos los bonos de una determinada categoría crediticia y la curva de rendimientos spot de los bonos del Tesoro de EE.UU. El spread de los bonos corporativos está ajustado por las opciones de cancelación anticipada y otras que contengan. Sirve para analizar la performance de los bonos corporativos con cotización pública denominados en dólares estadounidenses con una determinada calificación.

Para este cálculo se asumió que la calificación nacional de los bonos emitidos por empresas de electricidad en Argentina sería similar a la calificación nacional de las compañías de la industria eléctrica de EE.UU. Vale Recordar que existen 2 calificaciones diferentes que emiten las calificadoras de riesgo. Una de ellas es la calificación nacional, y está relacionada con el riesgo crediticio de una emisión de deuda de una empresa en la escala de riesgo nacional. Denota el riesgo de la obligación o la entidad emisora en relación al riesgo del conjunto de emisores u obligaciones de un mismo país. Según el Edison Electric Institute<sup>2</sup>, el promedio de las calificaciones de los bonos corporativos de las empresas eléctricas de EE.UU. es BBB<sup>3</sup> (tomando la nomenclatura de S&P y Fitch). Teniendo en cuenta el promedio de los valores diarios de BofA Merrill Lynch US High Yield BBB Option-Adjusted Spread Index para el periodo 2000-2024, el riesgo crediticio resulta 2,02%<sup>4</sup>.

- $r_p$ : Para el riesgo país se utilizará el valor correspondiente al EMBI Global Diversified Subíndices – Latinoamérica, calculado como el promedio del periodo 2020-2024. Este índice, elaborado por J.P. Morgan, refleja la prima de riesgo de la deuda soberana de países latinoamericanos y constituye una referencia representativa y actualizada para este cálculo, que resulta 4,83%.

Aplicando la fórmula anteriormente expuesta, el costó teórico de endeudamiento para EDET S.A. asciende a 11,25%. A continuación, se resumen los datos citados.

$R_f$ : Tasa libre de riesgo	4,40%
$R_c$ : Riesgo de crédito bonos corporativos EE.UU. con calificación BBB	2,02%
$R_p$ : Riesgo país (EMBI Latam)	4,83%
<b><math>R_d</math> Costo teórico de la deuda</b>	<b>11,25%</b>

Tabla 4: Tasa de endeudamiento

<sup>1</sup> US Treasury Department ([www.treasury.gov](http://www.treasury.gov))

<sup>2</sup> El Electric Energy Institute es una asociación que representa a todas las compañías privadas de electricidad de EE.UU.

<sup>3</sup> Fuente: Credit Rating – Q4 2019, Edison Electric Institute.

<sup>4</sup> BofA Merrill Lynch, ICE BofAML US High Yield BBB Option-Adjusted Spread. Información extraída de la Federal Reserve Bank of St. Louis ([www.fred.stlouisfed.org](http://www.fred.stlouisfed.org))



### 2.1.3 CAPM

A través del CAPM se puede medir el rendimiento que piden los accionistas por su inversión en la empresa. El modelo estima que este rendimiento es equivalente a la tasa libre de riesgo más el riesgo del activo donde se encuentra invertido el capital.

Para calcular este último riesgo, se determina el rendimiento del portafolio que contiene a todos los activos por sobre la tasa libre de riesgo (prima de mercado), y se lo multiplica por el riesgo que presenta el activo bajo análisis respecto del riesgo de todos los activos del mercado.

En mercados de capitales altamente desarrollados, donde es común que las empresas tengan parte de su capital cotizando en el mercado accionario, existe información abundante como para realizar el cálculo. En el caso de Argentina, no se cuenta con información suficiente como para calcular los parámetros de la fórmula.

Es por ello que se consideró conveniente aplicar la metodología habitualmente utilizada para países emergentes basada en calcular la tasa de rendimiento del capital accionario con datos del mercado de EE.UU. Como la tasa resultante se aplicará a una empresa radicada en Argentina, se le adiciona el riesgo país a la fórmula tradicional del CAPM, de manera tal de representar el mayor riesgo que significa operar en ese país respecto a EE.UU.

Conceptualmente el riesgo país incluye la cuantificación de diferentes riesgos (económicos, políticos, jurídicos, sociales) que se ven expresados a través de la sobretasa o prima que los inversores consideran al definir su rentabilidad en una determinada inversión. En consonancia con la teoría financiera, a mayor riesgo, mayor retorno.

La expresión utilizada para obtener la tasa de rentabilidad del capital propio es:

$$R_e = r_f + r_p + \beta_e * (r_M - r_f)$$

Ecuación 6 – Ecuación de cálculo del costo del capital propio

Donde:

- $R_e$ : Costo del capital aportado por los accionistas
- $r_f$ : Tasa de retorno de un activo libre de riesgo
- $r_p$ : Tasa adicional por riesgo país
- $\beta_e$ : Beta del capital accionario o riesgo sistemático de la industria en cuestión
- $r_M - r_f$ : Prima de retorno del mercado, definido como la diferencia entre el rendimiento del mercado accionario ( $r_M$ ) y la tasa libre de riesgo ( $r_f$ )

A continuación, se detalla el cálculo de cada componente de la ecuación de cálculo del costo de capital propio (Ecuación 5).

#### A. TASA LIBRE DE RIESGO

Comúnmente se toma como parámetro del activo libre de riesgo (activo cuyo riesgo de incobrabilidad es prácticamente nulo), a los bonos emitidos por el Gobierno de Estados Unidos.

En este caso en particular, la tasa libre de riesgo se estimó a partir del bono con vencimiento a 10 años. Si bien el plazo de este bono es menor al horizonte de vida del negocio de distribución eléctrica, la expectativa de inflación que su rendimiento tiene incorporada también es inferior a la de los bonos con vencimiento a 30 años. Por lo tanto, se reduce la posible sobreestimación del parámetro.

El valor resultó de 4,40%, calculado como el promedio aritmético de los rendimientos diarios del bono a 10 años emitido por el Gobierno de Estados Unidos para el periodo enero a julio



2025<sup>5</sup>, para representar lo que se espera a futuro para la tasa de interés libre de riesgo consistente con una visión forward-looking.

#### B. RENDIMIENTO DEL MERCADO ACCIONARIO Y PRIMA DE RETORNO DEL MERCADO

Para calcular el rendimiento del mercado suele considerarse el promedio del rendimiento del índice bursátil S&P500 (Standard & Poor's 500). Este índice considera 500 grandes empresas de Estados Unidos que poseen acciones que cotizan en las bolsas NYSE (New York Stock Exchange) o NASDAQ (National Association of Securities Dealers Automated Quotation), y son seleccionadas para conformar el índice en tanto cumplan con ciertos requisitos de liquidez y tamaño.

En consecuencia, se considera que el rendimiento del S&P500 es representativo del rendimiento del mercado bursátil estadounidense.

A los efectos del CAPM, se requiere estimar la prima de mercado, que se calcula como la diferencia entre el rendimiento del mercado accionario y la tasa libre de riesgo, representada usualmente por el bono del gobierno de EE.UU. a 10 años.

En cuanto al periodo de tiempo a utilizar para calcular el promedio se considera conveniente utilizar el mayor plazo disponible. De esta manera se obtiene una mejor estimación del valor de largo plazo donde la volatilidad que presenta la serie se acota sustancialmente. La desviación standard se reduce a medida que el periodo considerado para determinar el promedio de rendimiento del mercado se alarga.

Considerando la serie histórica desde 1928 a 2024, el valor promedio de la prima de mercado obtenido es de 7,00%<sup>6</sup>.

#### C. BETA

El coeficiente Beta mide la volatilidad, o riesgo sistemático, de una acción o portafolio de acciones en comparación al mercado en su conjunto. Representa la tendencia de los rendimientos de la acción o portafolio de acciones a responder a los movimientos del mercado accionario.

Se calcula dividiendo la covarianza entre los retornos de la acción o portafolio y el retorno del mercado en su conjunto (por ejemplo, a través del S&P500) por la varianza del retorno del mercado para un periodo de tiempo.

Cuando el Beta de una acción es igual a 1, indica que el precio de esa acción se mueve igual que el mercado en su conjunto. Si el Beta es menor a 1 significa que el precio de la acción es menos volátil que el mercado, y lo contrario cuando el Beta es mayor a 1.

Para estimar el Beta correspondiente a EDET S.A. se tomó como Beta representativo el de las empresas de distribución eléctrica de EE.UU. publicado por Damodaran para la industria Utility, para luego sumarle un diferencial por riesgo regulatorio al operar en Argentina. Por último, este Beta fue ajustado por la estructura de capital de EDET S.A. y su tasa efectiva de impuesto a las ganancias.

Damodaran calcula el Beta de la industria Utility tomando la información de 14 compañías. Luego estima el Beta desampalancado, ajustando el Beta por la estructura de capital de dichas compañías (Beta desampalancado) y por el excedente de caja (Beta desampalancado ajustado por caja).

Este último ajuste es debido a que algunas empresas cuentan con excedente de caja la cual no posee relación con la rentabilidad del mercado al cual pertenece.

<sup>5</sup> Fuente: US Treasury Department ([www.treasury.gov](http://www.treasury.gov))

<sup>6</sup> Fuente: New York University - Stern School - Damodaran Online (<http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>)

Por lo tanto, se utilizó el último dato informado del Beta desampalancado ajustado por caja como Beta representativo de las empresas eléctricas de EE.UU., obteniendo un valor de 0,25<sup>7</sup>.

Vale destacar que, las empresas de la industria eléctrica en Estados Unidos están reguladas por el sistema de Tasa de Retorno (Rate of Return), en donde el riesgo por las variaciones en la tasa de rentabilidad es asumido por el usuario.

En cambio, en el sistema de regulación por Precios Máximos (Price Cap), el riesgo inherente a los cambios en las tasas de endeudamiento y rentabilidad que pudieran producirse durante un periodo tarifario es asumido por las empresas.

El impacto de esta situación fue estudiado por B. Hetherington para el sector de telecomunicaciones de Estados Unidos en donde hay empresas reguladas por los dos tipos de sistemas citados. En este estudio se observó que las compañías reguladas por Precios Máximos presentan un Beta de los activos 0,21 superior al de las empresas reguladas por Tasa de Retorno<sup>8</sup>. Posteriormente, Alexander e Irwin<sup>9</sup> realizaron un estudio similar en donde comparaban los Betas de las empresas reguladas en Inglaterra (regulación por Precios Máximos) vs. los Betas de las compañías reguladas en EE.UU., comprobando que el Beta de los activos en Inglaterra eran superiores a los de EE.UU.

Por lo tanto, para estimar el Beta de EDET S.A., al Beta de los activos de las empresas eléctricas estadounidense se le adicionó 0,21 por la diferencia de sistema regulatorio, y luego, se le aplicó el apalancamiento de EDET S.A. definido en el punto "A - Estructura de capital".

Las fórmulas que se utilizaron para realizar las mencionadas operaciones son:

$$\beta_{a \text{ EE.UU. PC}} = \beta_{a \text{ EE.UU. RofR}} + \text{DifReg}$$

Y luego,

$$\beta_e = \beta_{a \text{ EE.UU. PC}} * [1 + (D / E) * (1 - t)]$$

Donde:

- $\beta_e$ : Beta del capital accionario estimado para EDET S.A.
- $\beta_{a \text{ EE.UU. RofR}}$ : último dato informado del Beta desampalancados ajustado por caja para compañías de la industria Utility
- $\beta_{a \text{ EE.UU. PC}}$ : Beta del activo para las acciones de las empresas de electricidad del mercado estadounidense reguladas por el sistema de Precios Máximos (Price Cap).
- **DifReg**: Diferencia en el Beta de los activos de las empresas reguladas por Precios Máximos y por Tasa de Retorno en el mercado de acciones estadounidense.
- $(D / E)$ : Relación entre la deuda y el capital accionario para EDET S.A.
- $t$ : Tasa del impuesto a las ganancias en Argentina.

Sobre la base de las hipótesis mencionadas anteriormente, el Beta del capital accionario resultó en 0,5681.

A continuación, se exponen los datos utilizados para los cálculos.

<sup>7</sup> Fuente: New York University - Stern School - Damodaran Online ([https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New\\_Home\\_Page/datafile/Betas.html](https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/Betas.html))

<sup>8</sup> Fuente: Visintini, Alfredo. 1998. *El Costo del Capital en la Revisión Quinquenal de Tarifas de la Industria del Gas Natural en Argentina*. Universidad Nacional de Córdoba, Córdoba, Argentina (B.Hetherington, *Estimating the Rate of Return for Gas Transportation*, OFGAS, 1992).

<sup>9</sup> Fuente: Ian Alexander and Timothy Irwin. *Price-caps, Rate of Return Regulation, and the Cost of Capital*. Viewpoint, The Worldbank Group, September 1996.



BaEE:UU Rm:	Beta activos EE.UU. Para empresas reguladas por Tasa de Retorno	0,25
Dif Reg:	Diferencial por riesgo regulatorio sistema tarifario	0,21
BaEE:UU PC:	Beta activos EE.UU. Para empresas reguladas por Precios Máximos	0,46
D/E Empresa	Deuda / Capital propio de la empresa	0,36
t:	Tasa impuesto a las ganancias	35%
B <sub>e</sub> :	Beta estimada del capital accionario	0,5681

Tabla 5: Cálculo del Beta del capital accionario

#### D. RIESGO PAÍS

El riesgo país es la prima o sobretasa de interés que paga un país para financiarse en el mercado internacional.

Esa sobretasa está relacionada con varios aspectos que son evaluados por los prestamistas, y que se encuentran estudiados en las calificaciones de riesgo emitidas por Moody's, Standard & Poor's (S&P), o Fitch. Particularmente se analizan cuestiones políticas, jurídicas, económicas, fiscales, y sociales, entre las más importantes.

El concepto de riesgo país incluye el análisis de la calidad de las instituciones democráticas, veracidad y calidad de los datos macroeconómicos, estabilidad monetaria, solidez del sistema financiero, acceso al mercado de capitales, y riesgos de expropiación, nacionalización.

A mayor riesgo evaluado, mayor es la prima que se paga por los fondos recibidos de prestamistas internacionales.

Sin embargo, el riesgo país no sólo está asociado a la tasa que afronta un gobierno por sus necesidades de financiamiento, también es considerado por los prestamistas cuando otorgan financiación a empresas privadas, y por los accionistas al invertir y desarrollar sus negocios en un país. Las empresas no escapan a los riesgos del país en donde operan.

Ante dificultades para el pago de sus deudas, los gobiernos implementan medidas económicas, políticas, y/o jurídicas que afectan a los habitantes y empresas del país. Algunas de las medidas comúnmente adoptadas son: incremento de las alícuotas impositivas; creación de nuevos impuestos; controles de cambio; tipos de cambios diferenciados para exportadores, importadores, y otras actividades; restricciones a las importaciones; restricciones al giro de divisas sea para el pago de deudas o de dividendos; congelamientos de precios y tarifas; cambios en el marco jurídico de ciertas actividades (especialmente en las consideradas como esenciales); modificaciones a la legislación laboral.

Todas estas medidas afectan la generación del flujo de caja de las compañías impactando en la posibilidad de hacer frente a las obligaciones financieras y en la rentabilidad que perciben los accionistas.

Según se manifiesta en el informe "Guía sobre aspectos fundamentales de las calificaciones crediticias"<sup>10</sup> de S&P el riesgo país es uno de los factores considerados para evaluar el riesgo crediticio de las empresas, junto con el riesgo de la industria, la posición competitiva, y el Flujo de efectivo/Apalancamiento<sup>11</sup>. De la misma manera es considerado por los accionistas a la hora de evaluar la rentabilidad de sus inversiones.

<sup>10</sup> Standard & Poor's Rating Services, McGraw Hill Financial, Guía sobre aspectos fundamentales de las calificaciones crediticias - ¿Qué son las calificaciones crediticias y cómo funcionan?

<sup>11</sup> Dentro de la categoría Flujo de efectivo / Apalancamiento lo que se analiza es: efecto diversificación/cartera, estructura de capital, política financiera, liquidez, administración/gobierno corporativo, análisis comparativo de calificación, influencia del grupo o gobierno.



Por lo tanto, lo mismo que para el sector privado, la relación entre prima o sobretasa y riesgo evaluado es directa. A mayor riesgo, mayor será la rentabilidad que se espera en las inversiones en un determinado país.

Si el riesgo es elevado, la realización de inversiones a largo plazo puede verse afectada negativamente. En definitiva, el riesgo país es un indicador de suma relevancia que brinda información sobre el escenario que enfrentan las inversiones en un determinado país.

El riesgo país se mide a través del diferencial entre las tasas de retorno de un bono soberano a largo plazo de un país emitido en moneda extranjera (usualmente dólares estadounidenses), y un bono soberano de Estados Unidos a plazo similar, considerado libre de riesgo.

El indicador usualmente utilizado en estos casos es el índice EMBI (Emerging Market Bond Index), elaborado por J.P.Morgan, ya que la familia de índices EMBI es la más usada como benchmark para medir la performance de la deuda soberana de mercados emergentes. En este caso se consideró la información del EMBI Global (EMBIG), que mide el retorno total de los instrumentos de deuda denominados en moneda extranjera emitidos por un país con respecto al bono de Estados Unidos de similar duración de la deuda en cuestión.

Históricamente Argentina suele tener un riesgo país mayor al de sus pares de Latinoamérica, aunque evidenció un gran aumento luego de las corridas cambiarias de 2018, las elecciones de agosto de 2019 y la pandemia, entre otros factores (siendo 20,5% el valor promedio desde agosto de 2019 hasta diciembre de 2023).

Como se observa en el gráfico siguiente, a partir de la crisis cambiaria de 2018 y 2019 el riesgo del país de Argentina (EMBI Argentina) se desacopló del riesgo país promedio de Latinoamérica (EMBI Latam).

A partir de 2024 el EMBI Argentina comenzó a reducirse en línea con un contexto macroeconómico más favorable para la entrada de capitales (mayor demanda de bonos soberanos) y de a poco muestra señales de convergencia a los valores promedio del EMBI Latam.

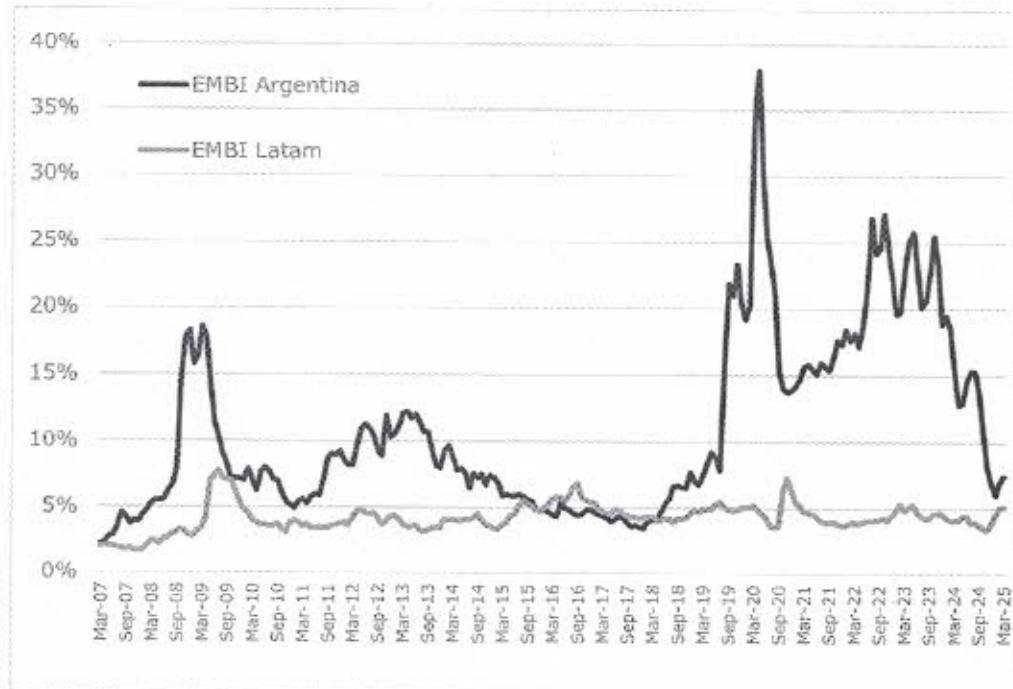


Figura 1: Evolución del riesgo país de Argentina y Latinoamérica



Asumiendo que la tendencia de los últimos meses se mantendrá, se consideró el valor promedio 2020-2024 del índice EMBI Global Diversified Subíndices Latinoamérica, igual a un valor de 4,83%.

#### E. VALOR DEL CAPM

Aplicando cada uno de los valores obtenidos en los puntos i. a iv. a la fórmula del CAPM se obtiene un valor de rentabilidad estimada para el capital accionario de 13,21%. A continuación, el resumen de cálculo.

<b>R<sub>e</sub>: Costo del capital propio (CAPM)</b>	<b>13,21%</b>
R <sub>f</sub> : Tasa libre de riesgo	4,40%
Premio de mercado	7,00%
B <sub>e</sub> : Beta equity	0,568
R <sub>p</sub> : Riesgo país	4,83%

Tabla 6: Estimación del Retorno sobre el Capital Accionario

#### 2.1.4 Tasa de inflación de Estados Unidos

Dado que los parámetros utilizados para calcular la WACC nominal están expresados en dólares estadounidenses, la tasa de inflación para calcular la WACC en términos reales debe reflejar la variación de los precios relativos en dicha moneda.

Por ello, para su estimación se utilizó el índice de precios al consumidor de Estados Unidos (CPI – Consumer Price Index). El cálculo se realizó tomando el promedio de la variación del CPI durante el periodo 2000-2024, en concordancia con el periodo de tiempo utilizado para estimar los valores de los parámetros del CAPM descriptos en puntos anteriores.

La inflación obtenida fue de 2.56%<sup>12</sup>.

#### 2.1.5 Riesgo cambiario

En el cálculo del WACC se ha considerado el riesgo cambiario (R<sub>c</sub>) como un componente adicional que ajusta la tasa real después de impuestos, reflejando la exposición de la empresa a fluctuaciones en el tipo de cambio.

En el contexto argentino, esta problemática adquiere especial relevancia debido a que los ingresos se perciben en pesos argentinos, mientras que una parte significativa de los costos operativos y de inversión se encuentra denominada en dólares estadounidenses, generando vulnerabilidad ante fluctuaciones cambiarias.

Para este cálculo, se ha adoptado un valor de 0,4%, en línea con el utilizado por el ente regulador en estudios anteriores.

<sup>12</sup> Fuente: US Bureau of Labor and Statistics.

### 2.1.6 Tasa WACC resultante

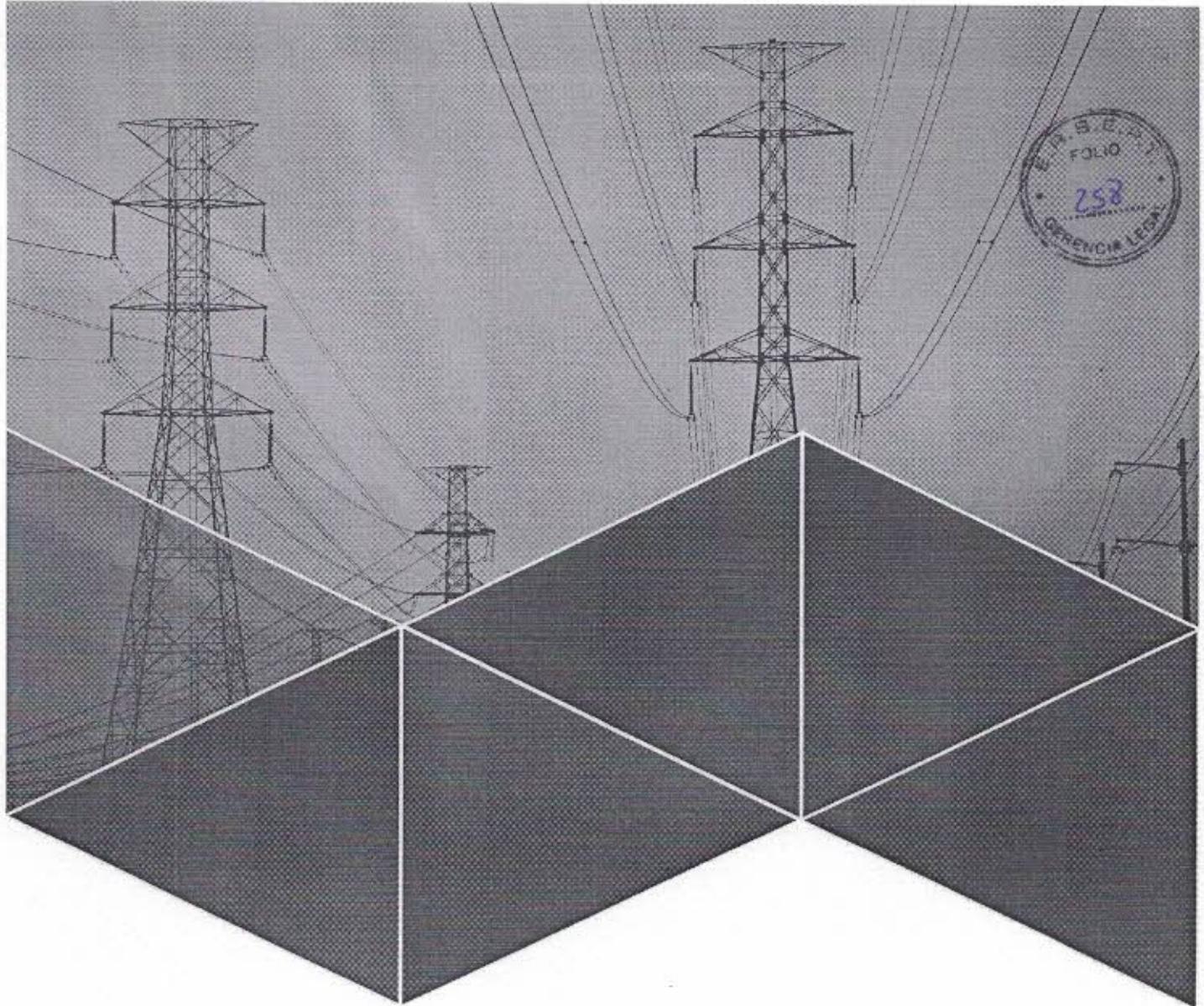
Aplicando las fórmulas y los valores detallados en los puntos anteriores se obtuvo una tasa WACC real después de impuestos con riesgo cambiario de 9,26%, que calculada antes de impuestos alcanza 14,25%.

A continuación, se presenta un resumen de los valores utilizados.



<b>R<sub>d</sub>: Costo del financiamiento de terceros</b>	<b>11,25%</b>
R <sub>d</sub> Costo de la deuda	11,25%
<b>R<sub>e</sub>: Costo del capital propio (CAPM)</b>	<b>13,21%</b>
R <sub>f</sub> : Tasa libre de riesgo	4,40%
Premio de mercado	7,00%
B <sub>e</sub> : Beta equity	0,568
R <sub>p</sub> : Riesgo país	4,83%
<b>Estructura de capital, impuestos, inflación</b>	
W <sub>d</sub> Deuda / Activo	26,6%
W <sub>e</sub> Capital propio / Activo	73,4%
t: Tasa impuesto a las ganancias	35,0%
R <sub>c</sub> : Riesgo cambiario	0,4%
π: Inflación EE.UU.	2,56%
<b>WACC</b>	
WACC (nominal después de impuestos)	<b>11,65%</b>
WACC <sub>r-c</sub> (real después imp + riesgo camb.)	<b>9,26%</b>
WACC <sub>rai</sub> (nominal antes de impuestos)	<b>17,92%</b>
WACC <sub>rei</sub> (real antes de impuestos + rc)	<b>14,25%</b>

Tabla 7: Parámetros para el cálculo del WACC y resultados obtenidos



## Anexos



## **ANEXO A: Fuentes de información consultadas**

- US Bureau of Labor and Statistics: <https://www.bls.gov/>
- US Treasury Department: <https://home.treasury.gov/>
- Federal Reserve Bank of St. Louis: <https://fred.stlouisfed.org/>
- New York University – Damodaran Online: [https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New\\_Home\\_Page/home.htm](https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/home.htm)
- Banco Central de Reserva del Perú: <https://www.bcrp.gob.pe/>
- Ian Alexander and Timothy Irwin. Price-caps, Rate of Return Regulation, and the Cost of Capital. Viewpoint, The Worldbank Group, September 1996.
- Standard & Poor's Rating Services, McGraw Hill Financial, Guía sobre aspectos fundamentales de las calificaciones crediticias - ¿Qué son las calificaciones crediticias y cómo funcionan?
- Visintini, Alfredo. 1998. El Costo del Capital en la Revisión Quinquenal de Tarifas de la Industria del Gas Natural en Argentina. Universidad Nacional de Córdoba, Córdoba, Argentina (B.Hetherington, Estimating the Rate of Return for Gas Transportation, OFGAS,1992).



Firmado digitalmente por  
**MARTINEZ RODOLFO  
 LUIS**  
 Fecha: 14/11/2025  
 15:25:03  
 Razón: Informe tasa  
 wacc



Firmado digitalmente por  
**SAN MIGUEL  
 ERNESTO**  
 Fecha: 17/11/2025  
 08:23:09  
 Razón: Ernesto San  
 Miguel



**EDET SA**  
**RTI 2025-2030**

**PLAN DE INVERSIONES**



## PLAN DE INVERSIONES 2026 – 2030

### OBJETO

El Plan de Inversiones 2026-2030 tiene por objeto PLANIFICAR las inversiones de la Empresa en un horizonte de mediano plazo, a fin de obtener un crecimiento sostenible y sustentable de las redes de distribución y una eficiente utilización de los recursos técnicos y/o comerciales cumpliendo con las exigencias de calidad de servicio prevista en el Contrato de Concesión, el ARI, la Resolución ERSEPT N° 645/20 (complementadas con la iniciativa que surge ante la propuesta de EDET S.A. en este proceso). Cabe aclarar que esta propuesta no incluye las fallas y/o deficiencias del Sistema de Transporte por Distribución Troncal del Área de Concesión, ajenas a la responsabilidad de EDET S.A.

Los costos unitarios consignados en el Plan de Inversiones consideran tasas de permisos municipales/comunales vigentes a diciembre de 2024, por lo que modificaciones en los mismos resultarán en ajustes de las cantidades físicas indicadas.

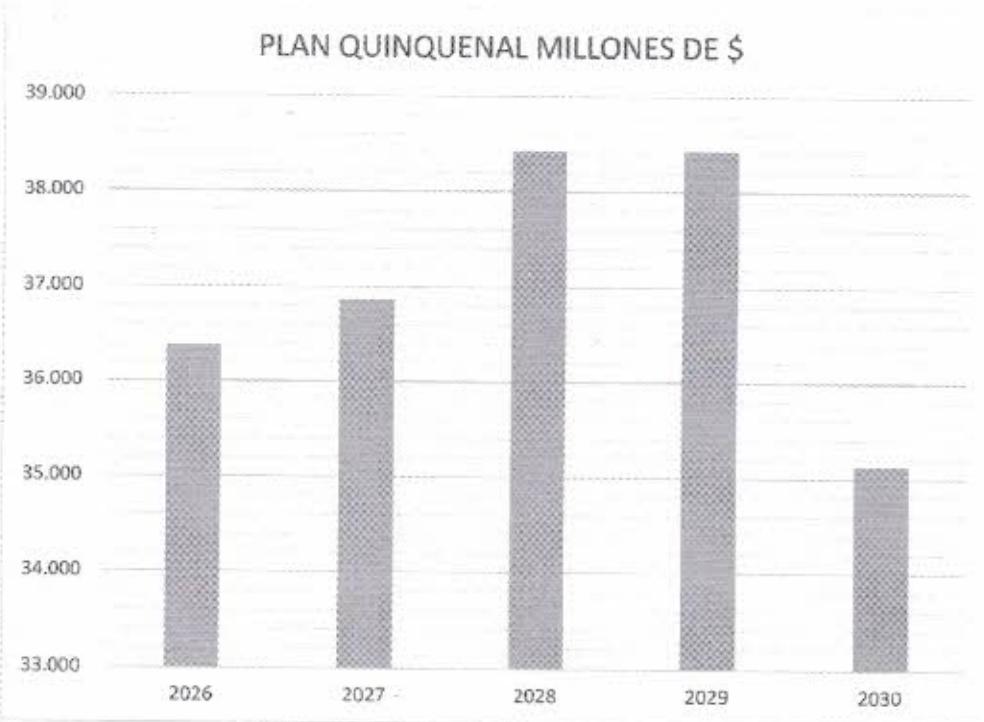
El presente plan tiene en consideración el nivel de Requerimiento de Ingresos que surge de los estudios técnicos presentados al Ente Regulador en el marco del proceso de RTI.

Sobre la base de lo descrito anteriormente, se desarrolló el Flujo Económico del Plan de Inversiones.

## Flujo Económico del Plan de Inversiones

De acuerdo al nuevo período tarifario (Enero 2025 a Agosto 2030), se propone el siguiente flujo de inversiones obligatorias (Los valores se expresan en miles de pesos a diciembre de 2025):

FLUJO	MONTOS M\$					
	2026	2027	2028	2029	2030	TOTAL
	36.382	36.866	38.427	38.427	35.132	185.236
					PROMEDIO	37.047



Otras Inversiones no incluidas en el Plan Obligatorio de Inversiones (No Obligatorias):

FLUJO	MONTOS M\$					
	2026	2027	2028	2029	2030	TOTAL
	7.168	7.305	7.131	6.519	6.562	34.685
					PROMEDIO	6.937

## Detalle Plan de Inversiones 2026-2030

(Los valores se expresan en miles de pesos a diciembre de 2025)

Inversiones	Cost. Unit. Moneda d/c. 2025	CANTIDADES					TOTAL	MONTOS M\$					TOTAL	
		2026	2027	2028	2029	2030		2026	2027	2028	2029	2030		
<b>Obras estructurales</b>														
Subtransmisión								4.508.505	4.932.320	4.932.320	4.508.545	4.508.545	23.814.050	
LMT 33 kV Subtransmisión	117.869 M\$/km	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	15	3.208.012	2.328.012	2.328.012	2.328.012	2.328.012	11.640.000	
Estaciones Transformadoras [MVA/AT], Ampliación, Repot.	987.202 M\$/kVA	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	13	353.607	353.607	353.607	353.607	353.607	3.533.607	
Subterráneos								1.974.406	1.974.406	1.974.406	1.974.406	1.974.406	1.974.406	
CABLE 33 kV	211.887 M\$/km	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	6	1.302.959	1.726.734	1.726.734	1.726.734	1.726.734	1.302.959	
CABLE 33 kV	2.717.160 M\$/kVA	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	30	1.302.959	423.775	423.775	423.775	423.775	-	
Aéreo								1.302.959	1.302.959	1.302.959	1.302.959	1.302.959	1.302.959	
LMT 13,2 kV	219.697 M\$/km	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	40	877.574	877.574	877.574	877.574	877.574	10.930.000	
								877.574	877.574	877.574	877.574	877.574	2.520.000	
								877.574	877.574	877.574	877.574	877.574	2.520.000	
<b>Expansión ordinaria</b>														
<b>aparatos y equipos</b>														
Mordadores de variables eléctricas [Ca], De Serv.	550 M\$/kV	500	500	1.000	1.000	750	3750	748.948	1.497.917	1.497.917	1.497.917	1.497.917	1.497.917	5.617.188
Transformador de MT/WT	185 M\$/kVA	3	3	3	3	3	15	852.660	852.660	852.660	852.660	852.660	852.660	4.263.300
Transformador de MT/WT	0.1207 M\$/kVA	32.500	32.500	32.500	32.500	32.500	300	6.027.118	6.027.118	6.027.118	6.027.118	6.027.118	6.027.118	30.125.591
Equipos de Maniobra [REC, SIC, SAC]	550 kV	80	80	80	80	80	400	2.952.158	2.952.158	2.952.158	2.952.158	2.952.158	2.952.158	14.310.788
								2.952.158	2.952.158	2.952.158	2.952.158	2.952.158	2.952.158	14.310.788
<b>Subterráneos</b>														
CABLE 33/13,2 kV	2.716,0 M\$/km	1	1	1	1	1	5	706.944	706.944	706.944	706.944	706.944	706.944	3.904.706
CABLE 33/13,2 kV [Resistencia 630 kVA]	115.556 M\$/kVA	5	5	5	5	5	25	317.160	317.160	317.160	317.160	317.160	317.160	21.150
Aéreo								579.785	579.785	579.785	579.785	579.785	579.785	2.898.396
LMT 33/13,2 kV	105.890 M\$/kVA	20	20	20	20	20	300	7.823.668	8.094.340	8.094.340	8.094.340	8.094.340	8.094.340	39.118.338
SET	14.945 M\$/kVA	92	92	92	92	92	460	1.317.793	2.117.793	2.117.793	2.117.793	2.117.793	2.117.793	10.508.966
LBT	54.137 M\$/kVA	80	80	80	80	80	400	4.330.921	4.330.921	4.330.921	4.330.921	4.330.921	4.330.921	21.654.604
								4.330.921	4.330.921	4.330.921	4.330.921	4.330.921	4.330.921	21.654.604
<b>Reposición y Mejora</b>														
<b>aparatos y equipos</b>														
Comunicaciones y SCADA	1 M\$/kVA	5	5	5	5	5	25	345.573	345.573	345.573	345.573	345.573	345.573	2.178.346
Redes; CM; CO; comunicaciones y SCADA	45 M\$/kVA	15	15	15	15	15	75	1.739.344	1.739.344	1.739.344	1.739.344	1.739.344	1.739.344	8.169.719
Cables M/ET/ET [Telecontrol]	115.556 M\$/kVA													
<b>LMT 33/13,2 kV [Conductores]</b>														
500 M\$/Unidad	92.975 M\$/km	5	5	5	5	5	25	464.876	464.876	464.876	464.876	464.876	464.876	2.324.376
600 M\$/Unidad	120 M\$/km	600	600	600	600	600	2.803	304.239	365.087	365.087	365.087	365.087	365.087	1.703.737
700 M\$/Unidad	7.480 M\$/km	120	120	120	120	120	600	691.594	891.594	891.594	891.594	891.594	891.594	4.457.972
800 M\$/km	11.516 M\$/km	1	1	1	1	1	5	217.160	217.160	217.160	217.160	217.160	217.160	1.065.796
900 M\$/km	25 M\$/km	25	25	25	25	25	125	287.911	287.911	287.911	287.911	287.911	287.911	1.419.557
115.895 M\$/km	5 M\$/km	5	5	5	5	5	25	579.785	579.785	579.785	579.785	579.785	579.785	2.898.506
14.945 M\$/km	120	120	120	120	120	100	600	6.006.381	7.037.746	7.037.746	7.037.746	7.037.746	5.433.651	32.481.506
164 M\$/km	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	100	15.000	1.303.507	1.303.507	1.303.507	1.303.507	1.303.507	6.512.337	20.260.000
164 M\$/Unidad	100	100	100	100	100	100	500	132.341	132.341	132.341	132.341	132.341	132.341	661.703





## Cronograma de ejecución

De acuerdo al nuevo período tarifario se propone el siguiente cronograma de ejecución físico de las obras:

2026	2027	2028	2029	2030
ene-dic	ene-dic	ene-dic	ene-dic	ene-dic

## Modificaciones y presentación de la información

El Plan de Inversiones Obligatorio de Distribución está destinado a Obras Estructurales, Expansión del Sistema, Reposición y Mejoras de la red.

El Plan de Inversiones de Distribución 2026 – 2030 podrá ser sometido anualmente a eventuales modificaciones en forma justificada a los fines de adecuarlo a real crecimiento de la demanda y a la evolución dinámica del sistema eléctrico. En decir, se podrán modificar las cantidades físicas de los distintos rubros manteniendo el flujo de inversiones comprometido.

La información de las carpetas técnicas de obras en curso se presentará mediante cuatro informes trimestrales:

- Certificado N°1 (enero-marzo): presentación abril
- Certificado N°2 (abril-junio): presentación julio
- Certificado N°3 (julio-septiembre): presentación octubre
- Certificado N°4 (octubre-diciembre): presentación diciembre

En aquellos casos en los que se determinen incumplimientos con respecto a lo establecido, el ERSEPT aplicará sanciones correspondientes, teniendo como referencia las establecidas en el régimen sancionatorio dispuesto para el control de las obras pactadas en la Circular 13 del Contrato de Concesión de EDET SA.



## Metodología de Control – Detalle de información

### 1. Enfoque en cantidades físicas:

El ERSEPT verificará el cumplimiento de las metas físicas definidas en el POI.

Se presentará Certificados de Obras abiertas en ejecución con planillas de detalle económico, detalle físico de imputación al subrubro, Localidad, georreferenciación, y carpeta técnica con presupuestos y planos.

En caso de producirse un desfasaje representativo de la valorización del POI y la evolución del VAD determinado en la presente Resolución, medido conforme la metodología definida en el SUBANEXO MATRIZ del Anexo II, el ERSEPT y la Distribuidora acordarán los ajustes que correspondan sobre las cantidades físicas comprometidas, con el objeto de restablecer el equilibrio en la evolución de ambos factores.

### 2. Objetivo del control económico:

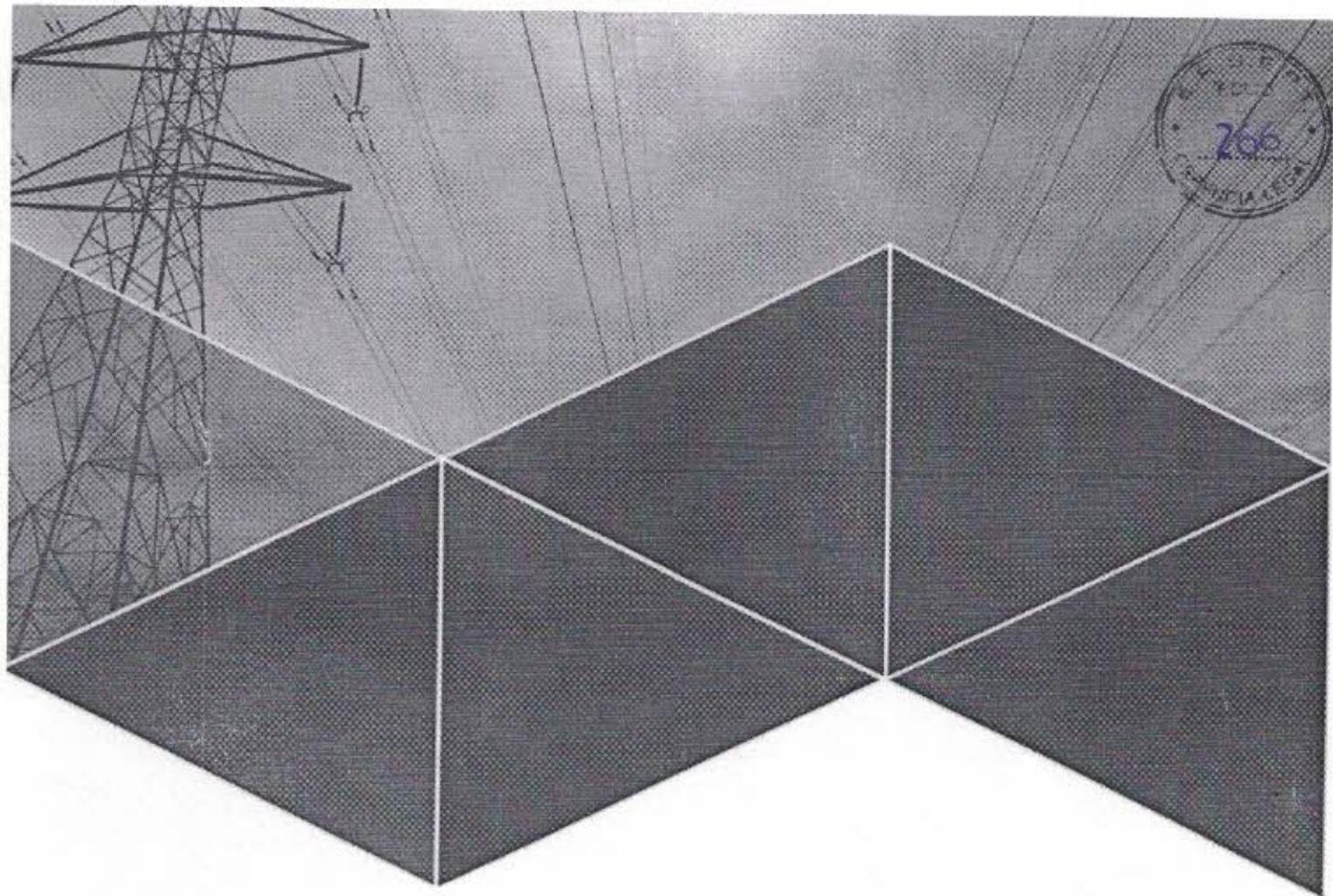
El control del cumplimiento de la obligación de ejecución está referido a las cantidades físicas. La referencia a revisar valores económicos tiene por objeto, en el marco de un proceso inflacionario, mantener el equilibrio entre los recursos percibidos y las obligaciones establecidas.



Firmado digitalmente por  
MARTINEZ RODOLFO  
LUIS  
Fecha: 14/11/2025  
15:26:04  
Razón: Plan quinquenal  
26-30



Firmado digitalmente por  
SAN MIGUEL  
ERNESTO  
Fecha: 17/11/2025  
08:23:37  
Razón: Ernesto San  
Miguel



**EDET S.A.**

RTI 2025-2030

Costos de Explotación

Octubre 2025



# EDET S.A.

RTI 2025-2030  
Costos de Explotación

Octubre 2025

*Versión 1.0*

---

**BA Energy Solutions**  
Argentina  
Avenida del Libertador 218,  
Piso 3, CABA, CP: C1001ABP

Tel: +511 447 7784  
Fax: +511 241 1016  
[www.baenergysolutions.com](http://www.baenergysolutions.com)





## Prefacio

Con motivo de una revisión integral de tarifas ordinaria, la Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán Sociedad Anónima (EDET S.A.) contrató a BA Energy Solutions (BAES) para que efectuara una serie de estudios técnicos que formarán parte de la Propuesta Tarifaria que EDET S.A. presentará al Ente único de Control y Regulación de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán (ERSEPT).

Entre las tareas asignadas a BAES se encuentra la de determinar los costos de explotación eficientes según lo dispuesto en el Artículo 7º inciso C5 del Acta de Renegociación Integral (ARI); se ha adoptado como base del estudio el año 2024. Los costos de explotación comprenden los siguientes:

- Costos de operación y mantenimiento de las instalaciones
- Costos de comercialización o de gestión comercial
- Gastos indirectos o de administración

En este informe se describen los criterios y la metodología utilizados para determinar los costos eficientes de explotación, y los resultados obtenidos para el año base. Los costos resultantes están expresados en pesos de diciembre de 2024, que fue la fecha de referencia utilizada para efectuar la valorización de los recursos.

Además, en este Informe se presenta la determinación del VNR no eléctrico correspondiente a la empresa eficiente, el Costo del Capital de Trabajo requerido, y la determinación del costo por cuentas incobrables.



## Tabla de Contenido

### Capítulos

<b>Prefacio .....</b>	<b>1</b>
<b>1. Introducción .....</b>	<b>6</b>
<b>2. Diseño de la empresa modelo .....</b>	<b>10</b>
2.1 Objetivos de una Empresa de Distribución .....	11
2.2 Procesos básicos para la actividad de Distribución.....	12
2.3 Características geográficas y demográficas del área de servicio de la Empresa Modelo .....	12
2.4 Organización de los recursos (estructura organizativa de la empresa) .....	14
2.5 Estructura empresa modelo propuesta .....	18
2.6 Dotación .....	21
2.7 Determinación de los costos de mano de obra, servicios tercerizados, vehículos y materiales .....	25
<b>3. Costos directos de los costos de operación y mantenimiento</b>	<b>29</b>
3.1 Actividades básicas de operación y mantenimiento .....	30
3.2 Resultados .....	35
<b>4. Costos de Operación comercial .....</b>	<b>40</b>
4.1 Actividades básicas comercial.....	40
4.2 Resultados .....	41
4.3 Costos de suspensiones y rehabilitaciones del servicio y de conexión de nuevos suministros.....	48
<b>5. Optimización de los costos indirectos de administración .....</b>	<b>50</b>
5.1 Análisis de las actividades básicas de administración o apoyo... 50	
5.2 Resultados .....	51
<b>6. Determinación de VNR no eléctrico .....</b>	<b>54</b>
6.1 Vehículos y transporte de carga propios .....	54
6.2 Edificios y terrenos .....	55
6.3 Equipos muebles y oficinas .....	56
6.4 Indumentaria y herramientas .....	56
6.5 Equipos de medición y control .....	57



6.6 Equipos e instalaciones de comunicación .....	57
6.7 Software corporativo .....	58
<b>7. Costos del capital de trabajo y de incobrables .....</b>	<b>60</b>
7.1 Determinación del costo del capital de trabajo (CCT).....	60

## Anexos

ANEXO A: CRITERIOS PARA EL DISEÑO DE LA ORGANIZACIÓN .....	65
ANEXO B: DESCRIPCIÓN DEL MODELO DE CÁLCULO DE COSTOS DE EXPLOTACIÓN.....	80

## Tablas

Tabla 1: Resultados costos de explotacion EDET S.A. expresado en pesos a Dic24 .....	7
Tabla 2 VNR NO eléctrico empresa modelo.....	9
Tabla 3: Costos de explotacion trasladables a tarifa de EDET S.A. expresado en pesos a Dic24 .....	9
Tabla 4: Departamentos provincia de Tucumán .....	14
Tabla 5: Administraciones zonales y sucursales .....	19
Tabla 6: Instalaciones empresa modelo por administración zonal.....	20
Tabla 7 Cantidad de clientes por administración y sucursal .....	21
Tabla 8: Días y horas útiles por año .....	24
Tabla 9: Horas útiles por día .....	24
Tabla 10 Horas útiles por año.....	24
Tabla 11: Estructura jerárquica utilizada.....	25
Tabla 12 Costo vehículos (sin costo de capital) .....	26
Tabla 13 Dotación promedio por tipo de instalación.....	27
Tabla 14 Costo promedio por hora por tipo de instalación .....	27
Tabla 15 Costo vehículo y equipo de trabajo por tipo de instalación .....	27
Tabla 16 Costo contratista por tipo de instalación .....	27
Tabla 17 Costo contratista por tipo de actividad comercial .....	28
Tabla 18 Distancias, velocidades de traslado y tiempo de preparación consideradas .....	34
Tabla 19 Cuadrillas consideradas .....	34
Tabla 20 Vehículos considerados por cuadrilla .....	35
Tabla 21: Costos directos TOTALES de operación y mantenimiento .....	35
Tabla 22: Nivel de tercerización de actividades de operación y mantenimiento .....	36
Tabla 23: Gastos generales correspondiente al área técnica .....	38
Tabla 24: Costos de operación y mantenimiento con gastos de apoyos asignados .....	39
Tabla 25: Costos técnicos agrupados por instalación con gastos de apoyos asignados .....	39



Tabla 26: Costos totales de explotación comercial .....	42
Tabla 27: Nivel de tercerización de actividades comerciales .....	44
Tabla 28 Gastos generales correspondiente al área comercial.....	45
Tabla 29: Costos de actividades comerciales .....	47
Tabla 30: 5 Costos comerciales agrupados por instalación .....	47
Tabla 31: Costos anuales de las actividades de corte/suspensión y reconexión/rehabilitación del servicio .....	48
Tabla 32: Desagregado de los costos anuales de las actividades de cortes y reconexión del servicio .....	48
Tabla 33: Costos anuales de la actividad de Conexión de Nuevos Suministros .....	49
Tabla 34: Actividades de apoyo .....	50
Tabla 35: Costos totales de estructura de apoyo.....	51
Tabla 36: Gastos generales correspondiente al área de apoyo .....	52
Tabla 37: Determinación del VNR no eléctrico .....	54
Tabla 38: Cantidades de transporte y carga .....	55
Tabla 39: Costo unitarios vehículos.....	55
Tabla 40: Superficies de edificios requeridas .....	55
Tabla 41: Costos unitarios de terrenos y edificios .....	56
Tabla 42: Superficie de oficinas empresa modelo.....	56
Tabla 43: Costos unitarios de muebles y equipos de oficina .....	56
Tabla 44: Cantidad de empleados que requieren indumentaria y herramientas .....	56
Tabla 45: Costos unitarios para indumentarias y herramientas .....	57
Tabla 46: Cantidad de equipos de medición .....	57
Tabla 47: Costo unitario equipo de medición .....	57
Tabla 48: Cantidad de equipos en instalaciones de comunicación y equipamiento informático .....	58
Tabla 49: Valor unitario de equipos e instalaciones de comunicación .....	58
Tabla 50: Valor software corporativo incorporado al VNR NO eléctrico .....	59
Tabla 51: Datos de tasa de interés y de alícuotas del IVA consideradas .....	61
Tabla 52: Datos de montos de ingresos y egresos anuales .....	61
Tabla 53: Datos para la determinación del cronograma de ingresos .....	62
Tabla 54: Datos para la determinación del cronograma de egresos .....	62

## Figuras

Figura 1: Organigrama resumido de la empresa modelo .....	8
Figura 2: Diagrama de la secuencia de cálculo de los costos de explotación .....	16
Figura 3: Diagrama en bloque del modelo de cálculo de costos de explotación .....	17
Figura 4: Zonas de Explotación de la empresa modelo .....	18
Figura 5 Esquemático de la secuencia de cálculo de costos de distribución .....	30



Figura 6 Tasa de falla empresa modelo vs. media de la región .....	31
Figura 7: Esquemático de la secuencia de cálculo de costos comerciales .....	41
Figura 8: Redistribución de Gastos Generales .....	53
Figura 9: Evolución anual del flujo de ingresos y egresos de la empresa modelo .....	63

## 1. Introducción

En este documento se presentan los resultados del dimensionamiento de una empresa modelo, teórica, operando en el mercado eléctrico del área de concesión de EDET S.A., eficiente en sus gastos, gestión y operación, y que cumple con las exigencias de calidad de servicio vigentes, acorde con las pautas establecidas en el Contrato de Concesión correspondiente.

Los criterios de diseño se basan en lo indicado en el Artículo 7, inciso C5, del ARI, los que se transcriben a continuación: "C.5. Los costos de explotación eficientes serán establecidos como los gastos anuales requeridos por una empresa que opera en forma eficiente en el área de cobertura de las redes de la DISTRIBUIDORA. Estos gastos contemplarán, entre otros, los gastos de personal, materiales e insumos y servicios de terceros requeridos para operar y mantener las redes optimizadas y realizar la atención comercial a los clientes. También se considerarán los gastos que ocasionan las actividades administrativas de apoyo, los que posteriormente se prorrtearán entre las actividades de explotación técnica y comercial, para su asignación en las tarifas."

Para alcanzar estos resultados se analizaron las características del mercado eléctrico de EDET S.A. y sus instalaciones, y sobre la base de ratios estándares para empresas latinoamericanas se diseñó una estructura para la organización, entre varias posibles, que permite desarrollar las actividades necesarias para la prestación del servicio en condiciones de eficiencia, y que fue valorizada considerando remuneraciones de mercado para el personal propio y contratistas, y de acuerdo a los Convenios Colectivos de Trabajo vigentes.

Este diseño se llevó a cabo mediante un modelo único, a partir del cual se dimensionaron todas las actividades y la estructura de una empresa distribuidora operando en forma eficiente. Del modelo utilizado se obtuvieron como resultado los valores óptimos de los Costos de Operación y Mantenimiento Técnico, los Costos de Comercialización (o de Gestión Comercial de los Clientes), y los Gastos Indirectos (o Gastos de Administración, o de la Estructura de Apoyo).

El modelo se desarrolló a partir de la definición de los procesos que deben implementarse en la actividad de distribución eléctrica. A partir de estos procesos, y manteniendo las cadenas de valor agregado, se estructuraron las unidades que conforman la organización de la empresa modelo. Esta organización se diseñó para efectuar las mismas actividades y funciones que debe ejecutar una empresa real, considerando los aspectos comerciales, técnicos y de apoyo, y considerando también toda la infraestructura necesaria (terrenos, edificios, vehículos, equipamiento, etc.).

La organización propuesta se dividió en nueve niveles salariales, que representan adecuadamente las bandas de remuneraciones de una empresa con las características de la analizada. El modelo utilizado genera los costos de personal a partir del organigrama diseñado para la empresa modelo, a los que luego se sumaron los costos de operación y mantenimiento de las instalaciones.

El diseño y dimensionamiento de la empresa modelo se efectuó considerando las instalaciones de distribución adaptadas a la demanda y el mercado correspondiente al Año Base de cálculo, es decir el año 2024.

Los resultados obtenidos, desagregados según la naturaleza del gasto y expresados en pesos de diciembre de 2024, se muestran en la siguiente tabla.

1. Introducción



Costos de Explotación TOTALES (Miles \$dic24)					
Actividad	Personal	Materiales	Servicios	Gastos	Total
Explotación Comercial	18.527.645	376.590	22.881.450	2.664.354	44.450.039
Explotación Técnica	19.532.951	5.218.339	34.756.958	4.656.182	64.164.429
Actividades de Apoyo	8.747.130	31.461	0	2.935.098	11.713.688
<b>Costos actividades VAD</b>	<b>46.807.725</b>	<b>5.626.390</b>	<b>57.638.407</b>	<b>10.255.634</b>	<b>120.328.156</b>
Costo del capital de trabajo					6.738.097
<b>Costo Total de Explotación VAD</b>	<b>46.807.725</b>	<b>5.626.390</b>	<b>57.638.407</b>	<b>10.255.634</b>	<b>127.066.253</b>
Gestión inmobrios (CyR) [kARS/año]	1.220.979	168.158	5.895.801	1.423.929	8.708.867
Proyectos y obras [kARS/año]	569.488	7.235	388.217	188.609	1.153.549
Sistemas primarios [kARS/año]	598.211	17.824	0	112.493	728.529
Ingeniería y planificación [kARS/año]	826.119	17.867	0	154.119	998.105
<b>Costo Total de Explotación</b> [kARS/año]	<b>3.214.797</b>	<b>211.084</b>	<b>6.284.018</b>	<b>1.879.151</b>	<b>11.589.050</b>

Tabla 1: Resultados costos de explotación EDET S.A. expresado en pesos a Dic24



## 1. Introducción

La organización óptima dimensionada es la que se presenta en el organigrama resumido de la siguiente tabla, donde a la izquierda de cada bloque se indica la cantidad de personal propio que resultó del modelado y a la derecha el costo asociado.

# EDET - Empresa Modelo

## Estudio Tarifario 2025

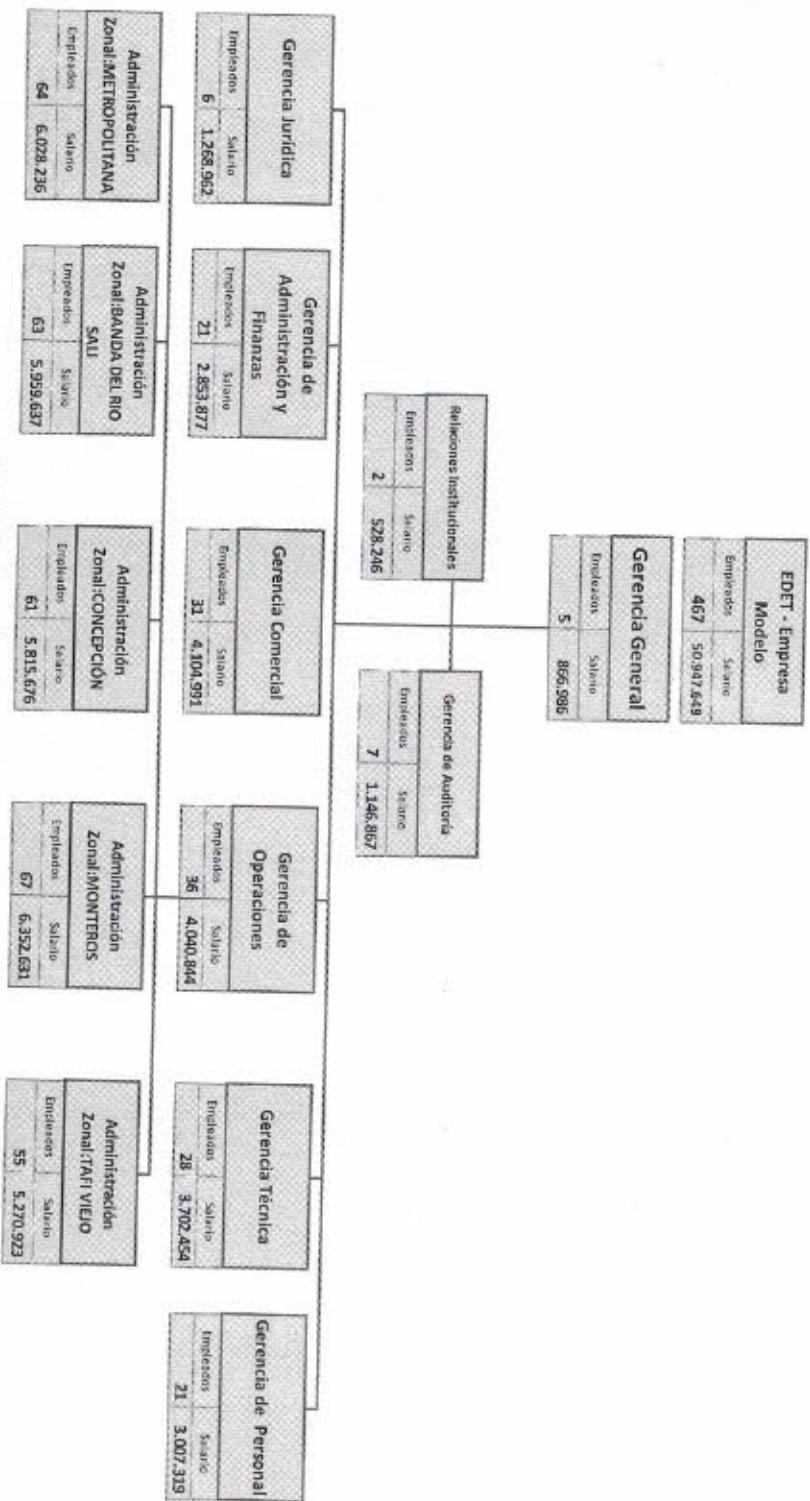


Figura 1: Organigrama resumido de la empresa modelo



El proceso de diseño de la empresa modelo se presenta en el Capítulo 2 de este informe, el proceso de optimización de los costos de operación y mantenimiento de las instalaciones se detalla en el Capítulo 3, la optimización de los costos de operación comercial se describe en el Capítulo 4, y la optimización de los costos indirectos o de apoyo se presenta en el Capítulo 5.

Los principios teóricos utilizados para el diseño de la estructura organizativa óptima de EDET S.A. se presentan en el Anexo A, por otro, lado en el Anexo B se presenta la descripción detallada del modelo de cálculo utilizado.

La determinación de la VNR de las instalaciones no eléctricas asociadas a la estructura operativa de la Empresa Modelo se presenta en el Capítulo 6 de este informe, y los valores obtenidos son los indicados en la Tabla siguiente.

VNR NO eléctricas	Unidad	Valor VNR
Vehículos	[MARS]	5.376.639
Trenes	[MARS]	3.519.011
Edificios	[MARS]	39.388.571
Equipamientos y muebles	[MARS]	917.811
Indumentaria y herramientas	[MARS]	293.597
Equipos de medición y control	[MARS]	586.670
Equipamiento informático	[MARS]	471.294
Software	[MARS]	1.637.386
Equipo de comunicación	[MARS]	8.393.189
<b>Total</b>	[MARS]	<b>60.583.567</b>

Tabla 2: VNR NO eléctrico empresa modelo

Finalmente, en el Capítulo 7 de este Informe se desarrolla el cálculo del Costo del Capital de Trabajo que resulta en un valor de 6.738.079 miles de \$ / año

En la siguiente tabla se presentan los costos de explotación totales a trasladar a tarifas.

Costos de Explotación TOTALES (Miles \$dic24)					
Actividad	Personal	Materiales	Servicios	Gastos	Total
Explotación Comercial	18,527,645	376,590	22,881,450	2,664,354	44,450,039
Explotación Técnica	19,532,951	5,218,339	34,756,958	4,656,182	64,164,429
Actividades de Apoyo	8,747,130	31,461	0	2,935,098	11,713,688
<b>Costos actividades VAD</b>	<b>46,807,725</b>	<b>5,626,390</b>	<b>57,638,407</b>	<b>10,255,634</b>	<b>120,328,156</b>
Costo del capital de trabajo					6,738,097
<b>Costo Total de Explotación VAD</b>	<b>46,807,725</b>	<b>5,626,390</b>	<b>57,638,407</b>	<b>10,255,634</b>	<b>127,066,253</b>

Tabla 3: Costos de explotación trasladables a tarifa de EDET S.A. expresado en pesos a Dic24

## 2. Diseño de la empresa modelo

La optimización de los Costos de Explotación, técnicos, comerciales y administrativos, de la empresa modelo se efectuó mediante el diseño de una Empresa Modelo Teórica operando en la provincia de Tucumán con instalaciones, y costos unitarios optimizados, y cumpliendo con las normas técnicas, de calidad de servicio y regulatorias vigentes.

Para el diseño de la Empresa Modelo se tomó en cuenta lo indicado en la Sección D "Gastos de Explotación" del Artículo 7 del ARI, que se transcribe a continuación:

*"D.1. Se elaborarán estudios de costos de explotación eficientes a ser reconocidos, en cada período tarifario, tomando en consideración:*

- *la estructura del mercado,*
- *la estructura física sobre la que se asienta el servicio,*
- *la organización técnica, comercial y administrativa,*
- *los costos de explotación presentados por el CONCESSIONARIO conforme al sistema de contabilidad regulada que deberá implementar el mismo,*
- *los recursos y los costos de explotación de empresas de características comparables y,*
- *los costos de explotación resultantes de la aplicación de estándares y parámetros vinculados a la configuración de una empresa modelo que sirva de referencia para la aproximación a los costos eficientes.*

*D.2. La elaboración del estudio de los costos de explotación deberá ser presentada con un grado de apertura suficiente y razonable que permita al ERSEPT determinar el impacto sobre los mismos de potenciales cambios en los precios en la economía y que posibilite una adecuada asignación de los costos de explotación eficientes a las distintas modalidades de consumo."*

Este diseño de la Empresa Modelo se desarrolló mediante un modelo único donde se dimensionaron todas las actividades, y la estructura correspondiente, pertenecientes a una empresa distribuidora operando en forma eficiente. Es decir que del modelo se obtuvo como resultado los valores optimizados de los Costos de Operación y Mantenimiento Técnico, los Costos de Operación Comercial (o de Gestión Comercial de los Clientes), y los Costos Indirectos (o Gastos de Administración, o de la Estructura de Apoyo).

El modelo se desarrolló a partir de la definición de los procesos en torno a los cuales se desarrolla el negocio de distribución eléctrica. A partir de estos procesos, y cuidando de mantener las cadenas de valor agregado, se estructuraron las unidades con las que se conformó la organización ideal.

La organización propuesta se dividió en 9 niveles salariales, que representan adecuadamente las bandas de remuneraciones de una empresa de estas características y que, a su vez, son consistentes con los Convenios Colectivos de Trabajo de la Actividad.

Se partió del principio de que los costos de esta empresa tienen que ser representativos de la realidad del mercado y aceptar como una penalización el hecho que la Empresa Real pueda tener costos de operación más elevados que los de mercado y, contrariamente, como una ventaja competitiva si dichos costos resultaran por debajo del mismo.

La organización de la empresa modelo ha sido diseñada para efectuar las mismas actividades y funciones que la distribuidora, considerando los aspectos comerciales, técnicos y de apoyo como así también toda la infraestructura necesaria (terrenos, edificios, vehículos, equipamiento, etc.), de manera de lograr la validación final de los costos a transferir.

El modelo de cálculo utilizado genera los costos de personal a partir de la estructura de la organización diseñada para la empresa modelo, los que deben ser complementados con los costos de operación del negocio y mantenimiento de las instalaciones. Para el desarrollo de estos últimos es fundamental el conocimiento de ciertos parámetros básicos que permiten



establecer con precisión los niveles de actividad de la distribuidora y por consiguiente los costos relacionados con la misma.

En el Anexo B se presenta una descripción detallada del modelo de Optimización de los Costos de Operación que se ha utilizado.

Todos los valores de costos están expresados en pesos de diciembre de 2024.

El proceso general seguido para el diseño y dimensionamiento de la empresa modelo de distribución, que presta el servicio atendiendo el mercado de EDET S.A. durante el año base 2024 y opera y mantienen las instalaciones adaptadas a la demanda de ese período, se desarrolló según las etapas que se indican a continuación:

- Identificación de los objetivos y procesos básicos de una empresa de distribución
- Definición de la organización general de los recursos requeridos
- Análisis de las instalaciones involucradas y la cobertura territorial de la empresa
- Dimensionamiento de los recursos requeridos
- Valorización de los recursos
- Cálculo de los costos de operación y mantenimiento, de operación comercial y de administración o apoyo

El diseño de esta empresa modelo se basa en la estructura organizacional de una empresa que presta el servicio de distribución bajo condiciones similares a las existentes, capaz de administrar en forma eficiente y autónoma los clientes y las instalaciones requeridas para prestar el servicio.

Para el diseño del proceso de esta Empresa Modelo de distribución se identificaron inicialmente las funciones y objetivos básicos de este tipo de empresas bajo la regulación vigente en Tucumán, se definieron los procesos fundamentales, o procesos de negocio, requeridos para cumplir con las funciones y objetivos establecidos, se identificaron las instalaciones adaptadas a operar y mantener y las principales características geográficas y ambientales donde se encuentra el Sistema, se presentan los principios y criterios aplicados para definir la organización de la empresa y se presenta finalmente la descripción en detalle de la organización propuesta.

A continuación, se desarrolla cada una de las etapas del proceso de diseño.

## 2.1 Objetivos de una Empresa de Distribución

La legislación y normativa para la industria eléctrica en vigencia establece que las empresas de distribución tienen la obligación de prestar el servicio y de ampliar sus instalaciones para abastecer las demandas que le sean solicitadas, en cumplimiento permanente de las disposiciones de calidad y seguridad de servicio y conforme las reglas establecidas en el Contrato de Concesión.

En este contexto los objetivos básicos del servicio de distribución consisten en mantener el suministro de energía eléctrica a los usuarios del servicio con la continuidad y calidad del producto establecidas en las normas vigentes, anticipar las futuras demandas mediante un adecuado crecimiento de esa capacidad y facturar y cobrar los costos incurridos a los usuarios del servicio en función de su participación en los mismos.

La Empresa de Distribución a diseñar debe cumplir con estos objetivos, optimizando los costos de operación y mantenimiento, operación comercial y administración requeridos.



## 2.2 Procesos básicos para la actividad de Distribución

En términos generales, pueden distinguirse tres tipos básicos de procesos aplicables a cualquier organización:

1. Procesos estratégicos: Definen la orientación del negocio y establecen los objetivos y metas a corto, mediano y largo plazo.
2. Procesos de apoyo (verticales u horizontales): Brindan soporte a los procesos estratégicos y a los procesos sustantivos o centrales.
3. Procesos sustantivos o centrales: Incorporan el valor agregado al cliente y constituyen la actividad principal del negocio.

En el caso de la actividad de distribución, y tomando en cuenta los objetivos definidos para la misma, se identifican los siguientes subprocesos vinculados con los procesos básicos del negocio:

- Procesos estratégicos
  - Planificación económica
  - Planificación técnica
  - Control de gestión
  - Estudios regulatorios.
- Procesos de apoyo:
  - Gestión de los recursos humanos
  - Asuntos jurídicos
  - Administración
  - Contabilidad
  - Auditoría
  - Gestión financiera
- Procesos sustantivos o centrales
  - Operación y mantenimiento,
  - Ingeniería y control de obras
  - Atención comercial de los usuarios, incluyendo la facturación y cobranza del servicio

## 2.3 Características geográficas y demográficas del área de servicio de la Empresa Modelo

El área de servicio de la Empresa Modelo, coincidente con la cobertura de EDET S.A., abarca la totalidad de la provincia de Tucumán, con una superficie de 22.524 km<sup>2</sup>. La provincia se extiende aproximadamente 200 km de norte a sur y 150 km de este a oeste en su zona más ancha. Se ubica en el noroeste de Argentina, en la región del Norte Grande Argentino, limitando al norte con Salta, al este con Santiago del Estero, y al sur y oeste con Catamarca.

Tucumán presenta una diversidad geográfica notable, dividida en tres áreas principales:

- Este: Llanuras que forman parte de la región chaqueña, conocidas como las pampas de Tucumán, caracterizadas por su terreno plano y apto para actividades agrícolas.
- Oeste: Tres cadenas montañosas:
  - Al norte, las Cumbres Calchaquíes, parte de la Cordillera Oriental, con un bioma de chaco serrano.
  - Al sur, la Cadena del Aconquija, perteneciente a las Sierras Pampeanas, con un bioma de yungas. Las mayores alturas se encuentran en el Cerro del Bolsón

(5.550 msnm) y el Cerro de las Dos Lagunas (5.450 msnm), ambos en los Nevados del Aconquija, con nieves eternas y el Glaciar Chimberí.

- En el extremo noroeste, las Sierras de El Cajón o Quilmes, que delimitan los Valles Calchaquíes, con un bioma de monte y pre-puna.
- La unión de las Cumbres Calchaquíes y la Cadena del Aconquija forma el Valle de Tafí, cubierto de prados y céspedes montanos.
- Noreste: Las Sierras Subandinas, representadas por las Sierras de Burruyacú, con un bioma de yungas.

El clima predominante es subtropical con estación seca, con precipitaciones anuales que superan los 1.000 mm entre octubre y marzo, especialmente en las laderas orientales debido a los vientos húmedos del Atlántico. Estas lluvias orográficas alimentan la Selva Tucumano-tarifeña, una formación de vegetación abundante que incluye pluviselva cálida subtropical en altitudes bajas (con especies como tipa, jacarandá, cebil, y ceibo) y bosques fríos de altura (aliso, pino del cerro, nogal) en altitudes intermedias, hasta prados fríos montanos y hielos eternos por encima de los 3.500-4.000 msnm.

Según estimaciones actualizadas, la población de Tucumán en 2025 es de aproximadamente 1.731.820 habitantes (basado en el censo de 2022 y proyecciones del INDEC). La provincia tiene la mayor densidad poblacional de Argentina, con 76,7 hab./km<sup>2</sup>.

La distribución poblacional es desigual, con una alta concentración en el centro de la provincia, principalmente en la región central de la provincia, en torno a la ciudad de San Miguel de Tucumán.

El Gran San Miguel de Tucumán constituye el principal aglomerado urbano. Incluye las ciudades de San Miguel de Tucumán, Yerba Buena, Banda del Río Salí, Alderetes, Tafí Viejo, Las Talitas y El Manantial, concentrando aproximadamente el 50% de la población provincial, es decir, cerca de 865.910 habitantes. La ciudad de San Miguel de Tucumán por sí sola alberga alrededor del 35% de la población total.

Tucumán está dividida en 17 departamentos sin función administrativa, con 112 municipios y comunas rurales. A continuación, se presenta una tabla actualizada con los departamentos y sus respectivas cabeceras basados en información disponible hasta 2025.





Nº	Departamento	Cabecera
1	Burruyacú	Burruyacú
2	Capital	San Miguel de Tucumán
3	Chichigasta	Concepción
4	Cruz Alta	Banda del Río Salí
5	Famaillá	Famaillá
6	Graneros	Graneros
7	Juan Bautista Alberdi	Juan Bautista Alberdi
8	La Cochá	La Cochá
9	Leales	Bella Vista
10	Lules	Lules
11	Monteros	Monteros
12	Río Chico	Aguilares
13	Simoca	Simoca
14	Tafí del Valle	Tafí del Valle
15	Tafí Viejo	Tafí Viejo
16	Trancas	Trancas
17	Yerba Buena	Yerba Buena

Tabla 4: Departamentos provincia de Tucumán

## 2.4 Organización de los recursos (estructura organizativa de la empresa)

La metodología de la empresa modelo requiere del diseño de una organización específica para el área de concesión bajo estudio. La organización que aquí se presenta responde a los principios generales expuestos en el Anexo A: "Criterios para el diseño de la Organización". Los mismos fueron concebidos a partir de la teoría de organización de empresas para el caso particular de una prestadora del servicio de distribución de energía eléctrica.

### 2.4.1 Pautas de diseño de la empresa modelo

La metodología de la Empresa Modelo, ampliamente difundida y aceptada, se basa esencialmente en un benchmarking de costos de ingeniería estimados en la consideración de condiciones específicas de servicios de distribución eléctrica más que en estimaciones económéticas. La determinación de los costos optimizados se realiza aplicando estándares internacionales a estructuras de organización diseñadas eficientemente.

Por esta razón a los efectos de determinar costos prudentes y eficientes, que sean trasladables a tarifas, respetando la estructura de la Empresa Real se dimensiona su dotación, en base a estándares aplicables a la región, adecuada para prestación del servicio en el área de concesión bajo análisis bajo las restricciones de calidad impuestas por la normativa vigente.

La Empresa Modelo es una empresa teórica diseñada para prestar servicio de distribución en el área designada para tal efecto y que desde el punto de vista de la organización satisface las premisas de cumplir con el marco reglamentario y normativo vigente, respetar las restricciones geográficas, estructura de clientes y demanda, estar concebida en base a principios de eficiencia organizativa y contar con instalaciones optimizadas adaptadas a la demanda.

Este enfoque pretende simular las condiciones que enfrentaría un competidor entrante en el mercado en el que opera la Empresa Real, a cargo del servicio eléctrico de que se trate, y que está prestando el mismo cumpliendo las condiciones del contrato de concesión respectivo. El nuevo competidor está obligado cumplir con todos los procesos y actividades requeridos para prestar el servicio que comprende a la operación y mantenimiento de las instalaciones de infraestructura, gestión técnico-comercial de los clientes y las actividades de dirección y administración inherentes a toda organización empresarial. Con esa finalidad deberá obtener los servicios, recursos materiales y humanos que se necesiten para cumplir con eficacia esos procesos y actividades accediendo a los diferentes mercados representativos con las condiciones reales que tiene el concesionario con el que debe competir.



El concepto expuesto permite concluir que el proceso de construcción de la Empresa Modelo no se realiza como una reingeniería de los procesos y actividades de la Empresa Real, por el contrario se trata de un enfoque metodológico no invasivo o intrusivo ya que no considera la forma en que está siendo administrada la Empresa Real, pues ese gerenciamiento es responsabilidad exclusiva de ella misma y no tiene obligación de adecuarse a la estructura modelo, sino que se basa en la aplicación de principios de organización ampliamente aceptados al contexto demográfico y geográfico real.

#### 2.4.2 Secuencia de cálculo

Se propone aplicar una metodología de cálculo que, a partir de las instalaciones de distribución, y mediante la aplicación de ratios de mano de obra y materiales calcula los costos de personal y suministros requeridos por la operación y mantenimiento.

Los ratios se calculan en forma independiente y responden a promedios obtenidos de distintas instalaciones en la región latinoamericana que se completa con información aportada por la empresa para instalaciones o situaciones particulares del área bajo análisis. El desarrollo de los ratios integra las tareas, identificadas como típicas de las actividades de explotación, con su frecuencia de realización, costo de materiales e intensidad de equipos utilizados. Los ratios son un dato de base esencial para el cálculo de costos de explotación que se realiza aplicando los mismos a las instalaciones de la empresa.

La estructura de costos eficientes de una distribuidora eléctrica puede discriminarse en sus dos actividades típicas de explotación como son Técnica y Comercial más las actividades de Apoyo administrativo a las anteriores, estos costos están perfectamente diferenciados al punto que los rubros de gastos relacionados con uno y otro pueden agruparse desde su origen en las tareas típicas personal relacionadas con los mismos hasta los puntos de entrega al cliente.

Los costos así agrupados básicamente se componen de gastos de mano de obra, tanto directa como Indirecta, gastos generales, materiales y servicios prestados por terceros; y pueden subdividirse en instalaciones, para la explotación técnica, o en actividades, para la explotación comercial y funciones de apoyo.

Los Costos Técnicos se corresponden con las actividades de operación y mantenimiento, estos costos se vinculan a las erogaciones que una distribuidora eficiente realiza para operar adecuadamente su sistema, para reponer el servicio ante la presencia de fallas y para mantener en una forma razonable y económica la continuidad del mismo a lo largo de sus instalaciones, incluyendo labores de mantenimiento preventivo y correctivo.

A estos costos se le asignan dos componentes, uno el Costo Técnico Directo que está relacionado con el empleo de materiales, mano de obra y otros recursos requeridos para realizar las labores de O&M; y el otro, el Costo Técnico Indirecto asociado a las actividades de apoyo, planificación y gerenciamiento. Estos costos están relacionados con las instalaciones de distribución y se estiman en función de las mismas.

Los Costos de Comercialización, se corresponden con las actividades de la gestión comercial que una distribuidora eficiente realiza para atender los procesos de atención de clientes, lectura, facturación, cobranza y recuperación de energía.

A estos costos también se le asignan componentes de costo directo e indirecto, el primero es el Costo Comercial Directo que está relacionado con la ejecución de las actividades relacionadas con la atención a clientes, el proceso de cobranza, y el de recuperación de energía; y el segundo es el Costo de Comercial Indirecto asociado a las actividades de apoyo comercial, planificación y gerenciamiento. Estos costos se estiman en función de los requerimientos asociados con el punto de entrega del servicio a los clientes.

Los costos de Apoyo son los originados en el proceso productivo en forma indirecta prestándole soporte, esencialmente administrativo, a las anteriores funciones de explotación. Entre estas se cuentan Finanzas, Administración, RR. HH., etc. En este grupo de costos también se compilan los correspondientes a las funciones Staff que son las que asesoran a la

dirección estratégica sin participar en el proceso productivo. Son estas Control de Gestión, Auditoría, Legales, RR.PP., etc.

Los gastos generales necesarios para el funcionamiento de la organización que no están vinculados directamente con la explotación, los mismos se calculan en conjunto para distribuirlos entre los tres rubros anteriores. Se trata de gastos de oficina, servicios públicos, alquileres, viáticos, comunicación, tasas e impuestos no trasladables, etc. tienen carácter de indirectos

Estos costos básicamente pueden descomponerse en gastos de mano de obra, tanto directa como indirecta, gastos generales, materiales y servicios prestados por terceros; y pueden subdividirse en instalaciones, caso de técnica, o en actividades, caso comercial y de apoyo.

Para mayor ilustración la correspondiente secuencia de cálculo se muestra en el diagrama incluido a continuación, en el mismo se desarrolla la conformación de los costos de explotación y puede observarse la interrelación entre los mismos.

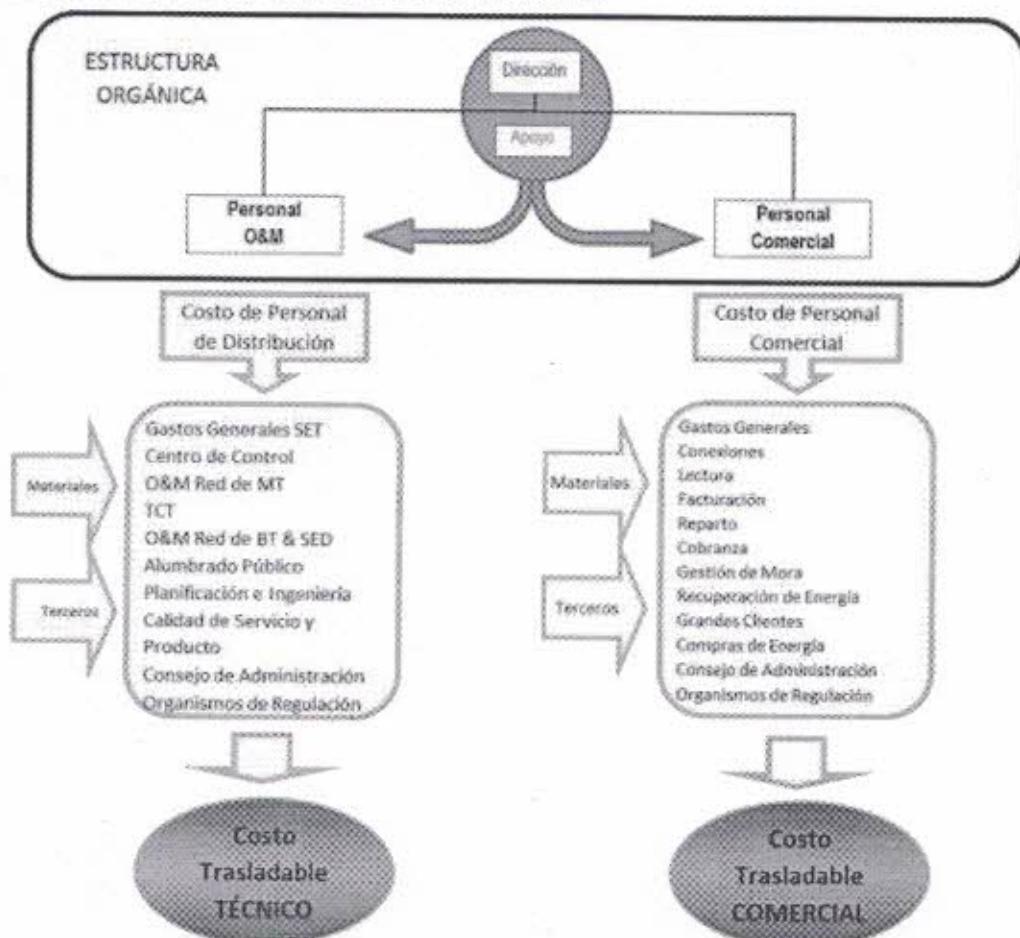


Figura 2: Diagrama de la secuencia de cálculo de los costos de explotación

### 2.4.3 Modelo de Cálculo

El modelo de cálculo, cuyo diagrama en bloque se introduce a continuación, se desarrolló con base en una planilla de cálculo. El mismo estima los costos de explotación de una empresa de distribución eléctrica a partir de los parámetros típicos de la misma.

Para mayor detalle se encuentra en el Anexo B la descripción detallada del modelo de Optimización de los Costos de Operación utilizado.

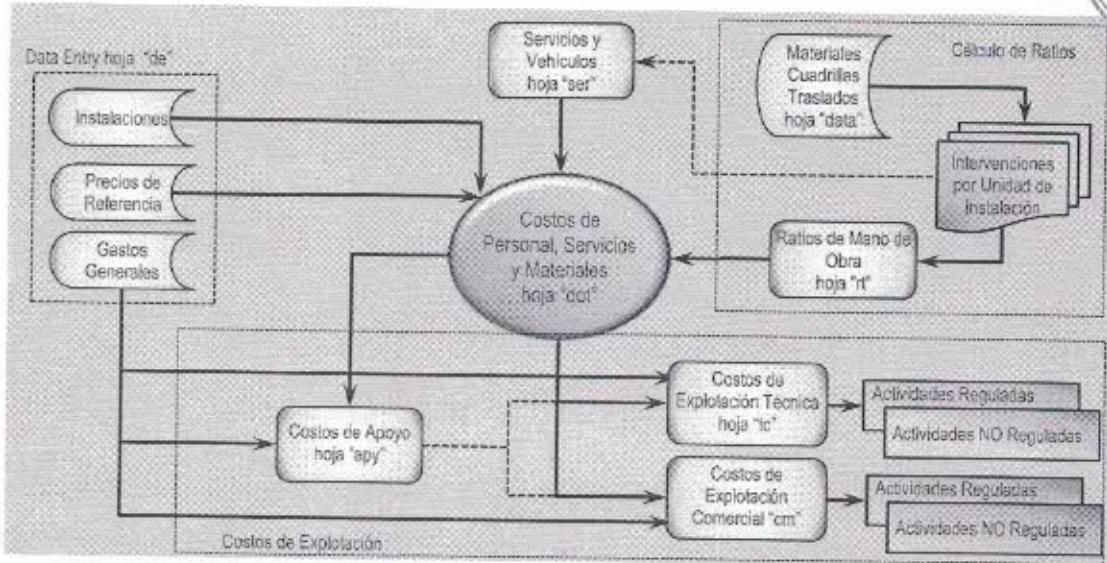


Figura 3: Diagrama en bloques del modelo de cálculo de costos de explotación

El modelo puede expresar los cálculos realizados en dos monedas, una de ellas es la moneda local en la que se informan los costos de explotación, y la otra puede ser el dólar u otra divisa conveniente a los propósitos del estudio. Esta facilidad también puede ser utilizada cuando se proyectan resultados para expresar los costos a distintos valores de indexación financiera.

En el diagrama de bloques expuesto, representa el modelo completo de cálculo de costos eficientes para trasladar a tarifas. En el mismo se pueden distinguir los elementos que hacen a la secuencia de cálculo descripta anteriormente. Como son, un grupo de hojas que calculan los ratios de mano de obra apoyadas por la hoja Servicios y Vehículos ("ser") que determina el costo unitario de servicios; un núcleo principal que estima los costos aplicables; un par de hojas que compilan los costos de explotación que reciben el aporte de los gastos de apoyo; y todas las hojas que toman los datos de entrada propios de la distribuidora. Para cada bloque mencionado hay una o varias hojas que procesan la información.

El grupo de Cálculo de Ratios está diseñado para determinar los costos unitarios de mano de obra, materiales y vehículos correspondientes a cada tipo de instalación de subtransmisión y distribución usada por las empresas de la especialidad. Por cada instalación se desarrolló una hoja de cálculo que contiene información sobre las intervenciones de O&M, materiales y vehículos requeridos para su explotación. Cada una de esas intervenciones contienen los parámetros que la definen por módulo de instalación como son: frecuencia anual, tiempo de trabajo y de traslado, materiales, cuadrilla y vehículos utilizados. La hoja Ratios ("rt") resume estos cálculos de mano de obra y materiales por unidad de instalación para hacerlos aplicables a la empresa distribuidora que se está estudiando.

La hoja Personal, Servicios y Materiales ("dot") calcula la mano de obra directa como aplicación de los ratios suministrados por el grupo anterior a las instalaciones de la distribuidora. A la mano de obra directa se le incorpora los costos de supervisión y dirección estimados a partir de la estructura orgánica prevista para el funcionamiento de la distribuidora. La estructura aplicable se calcula a partir del número de clientes atendidos por la distribuidora aplicando algoritmos obtenidos por regresión de datos de un grupo representativo de distribuidoras de diferentes tamaños. A la dotación así calculada se valoriza a costo del mercado.

El formulario de acceso para la incorporación de datos, identificado en el diagrama como Datos de Entrada ("de"), contiene todas las entradas previstas para el funcionamiento del modelo en términos de instalaciones, como km de línea, número de subestaciones, y densidad de clientes en el territorio. Esta hoja presupone que el modelo durante la puesta a punto ha sido convenientemente caracterizado de modo que las instalaciones unitarias de la BD coincidan con las de la distribuidora. Esos valores una vez incorporados permanecen

constantes y solo requieren modificación para correr distintas simulaciones que se estime conveniente realizar.

En la hoja Costos Técnicos ("tc") se asignan a las diferentes actividades, que hacen a la operación y mantenimiento de las instalaciones, por nivel de tensión los costos calculados en la hoja "dot" y sobre los mismos se redistribuyen los costos de gerencia, supervisión, apoyo y gastos generales en forma proporcional a los gastos directos de aquellas. Estos resultados permiten calcular la parte de OPEX del cargo variable.

La hoja Costos Comerciales (cm), como la anterior, también se nutre de los costos de personal, calculados en la hoja "dot", los costos de servicios calculados en la misma hoja, la información sobre clientes y contratistas provistas por la hoja "de". En este caso los valores son asignados por tarifa y sobre los mismos se redistribuyen los costos de gerencia, supervisión, apoyo y gastos generales en forma proporcional a los gastos directos de aquellas. Estos resultados permiten calcular la parte de OPEX del cargo fijo.

La hoja de resultados contiene el resumen de los costos de explotación y la hoja Modelo VAD contiene las salidas necesarias para el modelo de cálculo del VAD y desde allí se pueden ver los costos por año.

## 2.5 Estructura empresa modelo propuesta

Considerando que la concesión cubre un vasto territorio, y que los procesos identificados se ejecutan a lo largo y ancho del mismo, y atendiendo a los principios de organización expuestos como criterios de diseño para la empresa encargada de administrar y operar el mercado y las instalaciones analizadas, se propone un agrupamiento orgánico donde las funciones de apoyo están centralizadas en tanto que las funciones de explotación están distribuidas en administraciones zonales.

Tomando en cuenta las características geográficas y demográficas del área de servicio mencionadas en el punto 2.3 de este informe, y considerando que el cumplimiento de los objetivos del servicio de distribución relacionados con el suministro y la atención comercial de los usuarios (habitantes) requiere de la cercanía del personal de campo a las mencionadas instalaciones y clientes, la explotación técnica y comercial se organizó en 5 administraciones zonales y 21 sucursales, con responsabilidad sobre los clientes e instalaciones asociadas en sus respectivas áreas de influencia. Las áreas cubiertas por las zonas de explotación se muestran en el plano de la provincia de Tucumán de la siguiente ilustración.

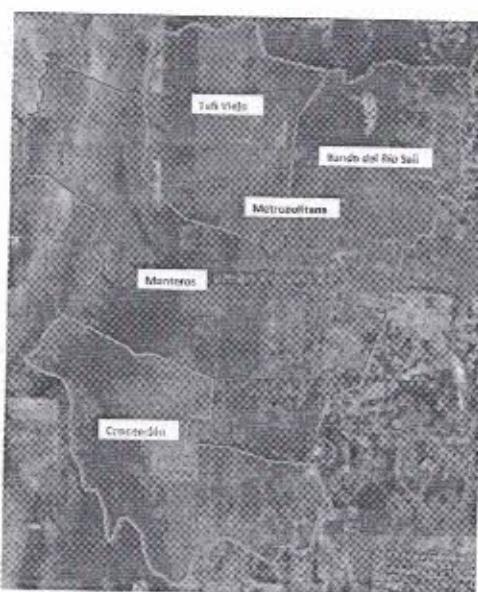


Figura 4: Zonas de Explotación de la empresa modelo

Las sucursales consideradas en cada Administración Zonal corresponden, en su mayoría, a las cabeceras de los departamentos provinciales. El detalle de administraciones zonales y las 21 sucursales para atención a clientes se detalla en la siguiente tabla.

Administración	Sucursales
Banda del Río Salí	BANDA DEL RÍO SALÍ
	BURRUYACU
	LAS CEJAS & LOS RALOS
	STA. ROSA DE LEALES
Concepción	AGUILARES
	CONCEPCION
	J. B. ALBERDI
	LA COCHA
Metropolitana	LAMADRID & TACO RALO
	METROPOLITANA
Monteros	AMAICHA DEL VALLE & COLALAO DEL VALLE
	BELLAVISTA
	FAMAILLA
	LULES
	MONTEROS
	SIMOCA
	TAFI DEL VALLE
Tafí Viejo	SAN PEDRO DE COLALAO
	TAFI VIEJO
	TRANCAS
	YERBA BUENA

Tabla 5: Administraciones zonales y sucursales

Las instalaciones atendidas por cada administración zonal se presentan a continuación.



## 2. Diseño de la empresa modelo



Instalaciones de Distribución	Unidad	Total	Alimentación 1	Alimentación 2	Administración	Centro de Trabajo	Total
<b>Redes de MT</b>		<b>6.658</b>	<b>1.597</b>	<b>1.320</b>	<b>1.302</b>	<b>1.428</b>	<b>1.010</b>
Urbana LABT hasta 33 kV	[km]	477	133	87	51	91	116
Rural LABT hasta 33 kV	[km]	1.099	661	268	0	72	96
Urbana CASMI hasta 33 kV	[km]	79	13	16	7	30	14
Urbana LABT hasta 13,2 kV	[km]	3.253	316	495	1.034	860	548
Rural LABT hasta 13,2 kV	[km]	1.380	459	429	0	325	168
Urbana CASMI hasta 13,2 kV	[km]	369	15	25	211	50	68
<b>Subestaciones de Distribución MT/BT</b>		<b>8.803</b>	<b>1.936</b>	<b>1.632</b>	<b>2.231</b>	<b>1.599</b>	<b>1.405</b>
Urbano SED Monopósole hasta 33 kV	[#]	84	34	14	6	0	30
Rural SED Monopósole hasta 33 kV	[#]	298	221	46	0	5	26
Urbano SED Bipósole hasta 33 kV	[#]	304	98	72	53	8	73
Rural SED Bipósole hasta 33 kV	[#]	584	366	151	0	10	57
Urbano SED Subterránea hasta 33 kV	[#]	4	2	0	0	0	2
Urbano SED Monopósole hasta 13,2 kV	[#]	580	47	78	219	144	92
Rural SED Monopósole hasta 13,2 kV	[#]	1.716	622	449	0	479	166
Urbano SED Bipósole hasta 13,2 kV	[#]	3.526	322	369	1.555	558	722
Rural SED Bipósole hasta 13,2 kV	[#]	1.237	224	446	0	370	197
Urbano SED Subterránea hasta 13,2 kV	[#]	470	0	7	398	25	40
<b>Subestaciones MT/MT</b>		<b>124</b>	<b>53</b>	<b>32</b>	<b>1</b>	<b>16</b>	<b>22</b>
Subestaciones de rebaja MT/MT de menos de 1 MVA	[#]	84	41	25	0	3	14
Subestaciones de rebaja MT/MT de más de 1 MVA	[#]	40	13	6	1	13	8
<b>Redes de BT</b>		<b>10.200</b>	<b>2.333</b>	<b>1.966</b>	<b>2.423</b>	<b>2.052</b>	<b>1.427</b>
Urbana LABT	[km]	4.663	563	650	1.973	702	776
Rural LABT	[km]	4.543	1.757	1.289	6	1.143	348
Urbana CASBT	[km]	994	13	27	444	207	303
<b>Guardia (# Clientes)</b>							
<b>Total</b>	[#]	<b>589.505</b>	<b>88.648</b>	<b>81.295</b>	<b>252.196</b>	<b>88.482</b>	<b>78.884</b>

Tabla 6: Instalaciones empresa modelo por administración zonal

Los clientes atendidos por sucursal se detallan a continuación.

Datos Comerciales		Unidad	Total	EDNA-1000	EDNA-1000	EDNA-1000	EDNA-1000
<b>Clientes</b>							
Clientes pequeñas demandas	[clientes]	88.648	61.520	5.827	11.332	9.980	
Clientes medianas demandas	[clientes]	88.605	61.484	5.821	11.326	9.974	
Clientes grandes demandas	[clientes]	16	10	2	2	2	
	[clientes]	27	15	4	4	4	
Datos Comerciales		Unidad	Total	EDNA-1000	EDNA-1000	EDNA-1000	EDNA-1000
<b>Clientes</b>							
Clientes pequeñas demandas	[clientes]	77.175	20.341	36.180	15.080	5.574	4.120
Clientes medianas demandas	[clientes]	77.113	20.337	36.148	15.060	5.568	4.113
Clientes grandes demandas	[clientes]	30	1	12	16	1	2
	[clientes]	32	3	20	4	5	5
Datos Comerciales		Unidad	Total	EDNA-1000	EDNA-1000	EDNA-1000	EDNA-1000
<b>Clientes</b>							
Clientes pequeñas demandas	[clientes]	252.196	252.196				
Clientes medianas demandas	[clientes]	252.074	252.074				
Clientes grandes demandas	[clientes]	19	19				
	[clientes]	103	103				

Datos Comerciales		Operaciones							
Cuentas									
Cuentas pequeñas demandadas	[Cuentas]	88.482	3.907	8.151	11.127	23.695	19.764	8.698	13.178
Cuentas medianas demandadas	[Cuentas]	88.419	3.901	8.148	11.121	23.642	19.757	8.691	13.159
Cuentas grandes demandadas	[Cuentas]	17	2	0	4	4	2	0	5
	[Cuentas]	46	4	3	2	19	5	4	2
Datos Comerciales		Operaciones							
Cuentas									
Cuentas pequeñas demandadas	[Cuentas]	78.234	4.610	34.420	4.524	35.092			
Cuentas medianas demandadas	[Cuentas]	78.429	4.841	34.403	4.521	35.084			
Cuentas grandes demandadas	[Cuentas]	10	2	1	0	7			
	[Cuentas]	45	5	16	3	21			

Tabla 7 Cantidad de clientes por administración y sucursal



## 2.6 Dotación

La definición de la cantidad de mano de obra es un proceso top-down en el que a partir de la estructura orgánica se realiza el cálculo del número de empleados requeridos para realizar las funciones previstas en la misma.

El desarrollo de los costos reconoce como principal componente aquellos derivados de la mano de obra, tanto en relación de dependencia como suministrada por terceros. La composición de la misma en calidad y cantidad depende fundamentalmente de la estructura orgánica seleccionada, que debe ser la que más se adapta a las características de las instalaciones, clientes, y territorio. Por ello a partir de dicha estructura se procede a establecer la mano de obra total requerida por la Empresa Modelo y, en función de la participación de contratistas, el personal en relación de dependencia.

Para realizar el cálculo del plantel de personal se trabaja con los organigramas explosionados a nivel de operarios y empleados. La determinación se realiza aplicando ratios de mano de obra, expresados generalmente en horas hombre por año, a las instalaciones de la distribuidora. El ratio permite determinar no solo la cantidad sino también la calidad, equipamiento y medio de transporte. Para las funciones administrativas se aplica un concepto similar basado en la cantidad de transacciones realizadas o en el número de clientes.

El cálculo de la dotación es el último y más delicado paso en el esfuerzo por establecer el plantel ideal trasladable a tarifas. La organización modelo diseñada debe efectuar las mismas actividades y funciones que la empresa real, considerando los aspectos comerciales, técnicos y de apoyo como así también toda la infraestructura necesaria (terrenos, edificios, vehículos, equipamiento, etc.), de manera de lograr la validación final de los costos a transferir.

### 2.6.1 Mano de Obra Directa

Mediante la aplicación de ratios adecuados al volumen de las instalaciones o transacciones administrativas se establece la cantidad de mano de obra directa requerida para su gestión.

Los ratios de mano de obra directa aplicables a funciones técnicas o comerciales se calculan en una planilla separada cuya descripción detallada se encuentra en el **Anexo B: Hoja "rt" de Ratios de Mano de Obra**. La base es producto de análisis de benchmarking en distintas empresas de transmisión y distribución de la región.

#### A. RATIOS RELACIONADOS CON LAS INSTALACIONES

En este caso se busca relacionar la magnitud de las instalaciones con el esfuerzo y la complejidad para operarlas, se trata en su mayoría de tareas de campo relacionadas con las mismas.

Para el cálculo de la mano de obra directa de operación y mantenimiento en relación de dependencia de instalaciones técnicas de distribución, se aplica la siguiente fórmula.

$$\text{Personal} = (1 - \text{Participación Contratista}) * \text{Volumen de Instalaciones} * [\text{horas/Ud.}] / [\text{horas-año trabajadas}]$$

A modo de ejemplo se propone el cálculo del personal en relación de dependencia para la operación y mantenimiento de una red de media tensión de 578Km de longitud que cuenta con un 35% de mano de obra suministrada por terceros y está localizada en el área de influencia de una base técnica.

$$\text{Personal} = (1-35\%) * 578[\text{Km}]/100 * 3.648[\text{hh-año}/100\text{Km}]/1.206,3[\text{hh-año}/\text{persona}] = 18$$



El resultado es de 17,47 personas por año para mantener la instalación y se redondea al entero inmediato superior. En caso de haber otras instalaciones similares ubicadas en distintas bases técnicas el cálculo se repite y el personal se asigna a la base que corresponda.

#### B. RATIOS RELACIONADOS CON LA TAREA

En este caso se recurre al volumen de la tarea y la capacidad para evacuarla en términos de horas hombre por parte del personal, son en su mayoría tareas de oficina relacionadas con la cantidad de acciones por unidad de tiempo.

Consecuentemente la ecuación para calcular la dotación en un sector comercial determinado tiene, en términos generales, el siguiente aspecto:

$$\text{Personal} = (1 - \text{Participación Contratista}) * \text{Volumen} / \text{Tiempo Neto} / [\text{Ud}/\text{Ud de Tiempo}]$$

En esta ecuación, Volumen es el volumen de la tarea que generalmente se expresa en unidades por año, Tiempo Neto es el tiempo neto disponible que para un mes serían días hábiles y para un día serían horas netas de trabajo, Ud/Ud de Tiempo son las unidades de la tarea a realizar por cada unidad de tiempo.

Siguiendo estos lineamientos para la para la atención de llamadas por trámites o reclamos relacionados con la actividad comercial y considerando una participación de servicios contratados a terceros del 50% del total de la mano de obra necesaria para responder las llamadas entrantes.

$$\text{Dotación del Call Center} = (1-50\%) * 0,186[\text{call/cli año}] * 538.749[\text{call/año}] / 192[\text{dhaj}] / 90[\text{call./persona-día}] = 3$$

Las llamadas comerciales recibidas por año se estiman a partir del número de clientes, en el caso de ejemplo se reciben 0,186 llamadas comerciales por cliente y por año y 0,65 reclamos técnicos por cliente y por año, como puede verse estas llamadas se calculan en forma separada ya que los tiempos de atención difieren, por sus características las llamadas comerciales demandan mayor atención que las técnicas.

#### 2.6.2 Mano de Obra Indirecta

Mediante la aplicación de ratios adecuados al volumen transacciones administrativas se establece la cantidad de mano de obra indirecta requerida para su gestión.

Las funciones de apoyo constituyen la mano de obra indirecta. Hay dos tipos de funciones de apoyo, por un lado, aquella que perteneciendo a la estructura técnica o comercial no participan directamente en la ejecución de las labores de explotación, estando su accionar centrado en actividades de apoyo tales como supervisión, planeamiento, laboratorio, administración, etc. Y por otro lado cualquiera de las funciones que pertenecen a las llamadas estructuras de Apoyo o Staff como, Finanzas, Administración, Legales etc.

Un número importante de estas funciones puede determinarse por el volumen de la tarea realizada cuya metodología de cálculo se expuso en el apartado anterior. Para las restantes hay dos posibilidades que se exponen a continuación.



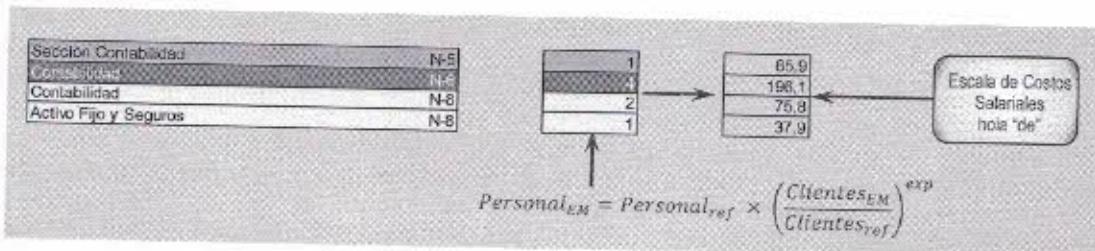
#### A. ALGORITMO DE REGRESIÓN

Para los casos donde no existen ratios establecidos, por tratarse de actividades cuya naturaleza no facilita una correlación fuerte con el volumen de la tarea o de una instalación, la dotación puede determinarse por comparación con otras distribuidoras.

Se ha observado que la cantidad global de personal, para el desempeño de las actividades de las estructuras de Apoyo y Staff, guarda una cierta relación con el tamaño global de la estructura la que a su vez refleja el volumen del negocio. Analizando el comportamiento de un grupo de empresas distribuidoras, de la región latinoamericana, pudo establecerse una correlación entre la cantidad de personal en un área determinada y la cantidad de clientes de la empresa. Dicha correlación permitió generar un algoritmo de regresión para estimar la cantidad de personal promedio cuando se conoce el número de clientes de la distribuidora.

Dicho de otra manera, a partir de la observación de un grupo de empresas de diferentes tamaños se puede generar un algoritmo de regresión de modo que sea posible determinar la dotación que le corresponde a una función determinada intercalándola entre dos conocidas. Para realizar ese trabajo se utilizó un benchmarking de varias empresas para las cuales se comparó conformación de las estructuras de Apoyo y Staff típicas.

Con estos elementos se puede generar un algoritmo de interpolación que permite estimar la dotación de la empresa objeto conocidos la dotación y número de clientes la distribuidora de referencia.



Los valores totales estimados se aproximan a los de las empresas reales por exceso o por defecto, indicando que la estimación transcurre por un camino intermedio. La metodología empleada estima no solo la cantidad sino la calidad de los recursos proyectados. Para ello la metodología presentada se extiende al nivel de cada posición comprendida por la estructura orgánica, de modo de poder determinar tanto los empleados como los supervisores y jefes hasta el nivel jerárquico de gerente.

Asimismo, en el algoritmo utilizado cuando el exponente es igual a 1 la relación entre la dotación calculada y la dotación de referencia es lineal, pero si es menor que uno se convierte en parabólica con lo cual cuando crece el número de clientes la dotación es proporcionalmente menor reflejando el beneficio de escala que tiene la referencia.

#### B. ALGORITMO DE INTERPOLACIÓN

Algunas funciones de las estructuras de Apoyo y Staff son muy específicas y es difícil correlacionar su volumen a través de benchmarking en estos casos se recurrió a buscar una referencia conocida, esto es una distribuidora con una función similar cuya dotación se conoce. Con estos elementos se puede generar un algoritmo de interpolación que permite estimar la dotación de la empresa objeto conocidos la dotación y número de clientes de una distribuidora tomada como referencia.



$$\text{Dotación} = \text{Dotación}_{ref} \times \left( \frac{\text{Clientes}}{\text{Clientes}_{ref}} \right)^{\text{exp}}$$

La ecuación anterior presenta la fórmula general de cálculo de la dotación, en esa fórmula cuando el exponente es igual a 1 la relación entre la dotación calculada y la dotación de referencia es lineal, pero si es menor que uno se convierte en parabólica con lo cual cuando crece el número de clientes la dotación es proporcionalmente menor reflejando el beneficio de volumen de la Distribuidora bajo análisis.

### 2.6.3 Tiempo útil de trabajo

Para determinar la cantidad de personal anual requerido por las tareas de operación y mantenimiento se debe conocer cuál es el tiempo anual útil, lapso sin ineficiencias, en que está disponible un empleado.

Para calcular este tiempo se comienza por determinar los días hábiles, a los que se les descuenta los días no trabajados por año considerando feriados, vacaciones, y enfermedades.

Personal en relación de dependencia			
Días y horas hábiles	unidad	parámetro	parámetro
Días por año	[días/año]	365	
Semanas por año	[semanas/año]	52,1	
Meses por año	[mes/año]	12	
Días hábiles por semana	[días/semana]	5	260,7
Feriados nacionales	[días/año]	20	20%
Vacaciones (días hábiles)	[días/año]	35	7%
Días no trabajados por año	[días/año]	69,3	
Días Utiles por AÑO	[días/año]	191,5	

Tabla 8: Días y horas útiles por año

En el caso anterior de 260 hábiles que tiene el año el empleado solo trabaja 192. Pero, aún durante esos días, se debe considerar que hay un tiempo diario inactivo que no puede considerarse como productivo.

Por consiguiente, para calcular el tiempo útil de trabajo no se pueden utilizar las horas por día exactas acordadas en el convenio de trabajo, aunque lo que se le paga al empleado es la jornada completa. Se considera un valor levemente menor que se detalla a continuación.

Horas Utiles de OFICINA (netas)	[horas]	7,00
Horas Utiles de CALLE (netas)	[horas]	6,75
Horas Utiles Guardia (netas)	[horas]	6,00
Horas Utiles Call Center (netas)	[horas]	6,00

Tabla 9: Horas útiles por día

De esta manera las horas útiles por año por tipo de actividad se detalla a continuación.

Horas Utiles de OFICINA (netas) por año	[horas/año]	1.340,3
Horas Utiles Call Center (netas) por año	[horas/año]	1.148,8
Horas Utiles de CALLE (netas) por año	[horas/año]	1.292,4
Horas Utiles Guardia (netas) por año	[horas/mes]	1.148,8

Tabla 10 Horas útiles por año

Conociendo las horas anuales requeridas por las actividades de explotación técnica o comercial, se las divide por el tiempo útil del personal de calle o de oficina, según sea el caso, y se obtiene el total de personal necesario, que puede ser propio o contratado.



## 2.7 Determinación de los costos de mano de obra, servicios tercerizados, vehículos y materiales

A partir de los valores de mano de obra establecidos por el convenio laboral aplicable, se valoriza la cuadrilla típica para cada especialidad de trabajo, a la que se le incorpora el costo de los vehículos y equipos utilizados, en función del tiempo estimado para trabajos similares. Para completar el cálculo se consideran la vestimenta, elementos de seguridad y herramientas menores.

A la sumatoria de estos conceptos se adiciona un porcentaje correspondiente a gastos de administración, y el total resultante se incrementa con el mark-up seleccionado, que representa el beneficio del contratista. Asimismo, se incorpora el Impuesto sobre los Ingresos Brutos, dado que en la provincia de Tucumán dicho tributo grava la actividad y constituye un costo efectivo para el prestador, el cual debe ser considerado en la determinación del valor final del servicio.

### 2.7.1 Costos de Mano de Obra

Una vez establecida la dotación óptima destinada tanto a cubrir las tareas de O&M y Comercial como las funciones de apoyo, es necesario proceder a su valorización a los efectos de establecer el monto de los costos. Los mismos tendrán el carácter de directos o de apoyo dependiendo de que se trate de funciones de O&M o de áreas de Apoyo.

Para establecer los costos de mano de obra como primer paso se debe conocer el costo salarial de cada uno de los integrantes de la dotación y luego proceder a compilar los costos directos y de apoyo y redistribuir los de supervisión.

Para darle uniformidad y facilitar la compilación del costo salarial resultante, la organización se dividió en nueve niveles jerárquicos uniformes y de aplicación general. Haciendo abstracción de la denominación que se le puede asignar a cada nivel, distinta según los usos y costumbres de cada empresa, en todos los casos el vínculo jerárquico presenta la misma relación. Así el Nivel 1 puede recibir el nombre de Director General o Gerente General y el Nivel 2 el de Director o Gerente, pero en todos los casos el primero será el superior jerárquico inmediato del segundo. Los niveles utilizados en el modelo de cálculo son los siguientes:

Nivel	Función	Descripción
1	Gerente General	Ejecutivo máximo de la organización
2	Gerente	Ejecutivo responsable por una de las unidades que componen un área funcional o territorial
3	Administrador	Encargado por la administración de un conjunto de unidades funcionales
4	Jefe de sector	Encargado de asegurar la ejecución de las actividades correspondientes a una unidad funcional
5	Coordinador de área	Responsable de dirigir y supervisar las actividades específicas de un área dentro de la unidad funcional, asegurando la correcta ejecución de las tareas operativas y el cumplimiento de las instrucciones del Jefe de Sector.
6	Profesional	Ingeniero, Economista, Licenciado, o cualquier profesional de formación terciaria en ejercicio de su especialidad
7	Supervisor	Encargado de la supervisión directa de empleados administrativos u operarios que desempeñan tareas técnicas
8	Empleado	Empleados que desempeñan tareas administrativas
9	Técnico / operario	Operarios que desempeñan tareas técnicas

Tabla 11: Estructura jerárquica utilizada



Los costos salariales deben ser representativos de los costos promedios de la empresa, por lo que a ese efecto es conveniente utilizar los montos verificados, por este concepto, proyectados a una fecha compatible con las restantes variables con las que se está determinando el Costo de Explotación, conforme los Convenios Colectivos de Trabajo vigentes.

A esos efectos como escala salarial para efectuar el cálculo de los Costos de Explotación se utilizó la masa salarial actualizada a diciembre de 2024 incluyendo cargas sociales y previsiones.

### 2.7.2 Costo de Vehículos

Los vehículos típicos que participan en las operaciones de distribución se valorizan en sus componentes de capital, si es que no están considerados en el VNR NO eléctrico, y gastos de operación y mantenimiento anual.

Costo anual		Vehículos							
Venta	0%								
Reembolso		ARS 26.521.900	85.651.793	50.203.000	31.808.400	61.096.240	75.253.780,0	40.952.036	
Combustible		[kWh/ktm] 23.400,0	39.000,0	28.600,0	18.200,0	1.560,0	10.400,0	41.600,0	
Consumo especial		[lt/kWh] 10	8	5	5	12	5	11	
Leasing		[ARS/km] 0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Consumo		[ARS/km] 2.902.803,4	6.047.307,2	7.005.741,7	4.515.472,0	23.222.427,5	2.580.269,7	4.591.390,5	
Mantenimiento		[ARS/km] 1.376.095,0	4.282.578,6	3.010.150,0	1.590.420,0	3.074.812,0	3.762.687,5	2.047.601,8	
Cupones		[ARS/km] 189.900,8	833.105,5	2.542.173,8	1.530.969,4	8.204.022,5	924.426,9	337.718,8	
Seguros e Impuestos		[ARS/km] 1.379.128,8	4.453.882,0	3.130.556,0	1.634.036,8	3.197.804,5	3.913.195,0	2.129.305,9	
Herramientas del vehículo (anualidad)				1.048.810	3.760.859	3.760.859	3.760.859	3.760.859	1.948.810
Costo anual por unidad		[ARS/km]	5.798.004	17.565.886	19.539.480	13.051.752	41.459.925	14.941.438	11.195.036

Tabla 12 Costo vehículos (sin costo de capital)

Los equipos se valorizaron teniendo en cuenta el costo de la unidad, los kilómetros recorridos, el costo del combustible, los gastos de mantenimiento y reparaciones y los impuestos y seguros asociados. El tiempo de empleo de vehículos y equipos se estimó a partir de las horas de uso previstas de cada unidad de instalación para las diferentes tareas realizadas. A este cálculo también se le incorpora la anualidad correspondiente a las herramientas mayores que usualmente forman parte del equipamiento del vehículo para cumplimentar las tareas requeridas por la intervención.

Los valores estimados se utilizan tanto para el personal propio como para el contratado, si bien para este último se debe realizar una estimación adicional para determinar el costo por hora.

La valorización de los vehículos se corresponde en su mayoría con valores publicados por ACARA (Asociación de Concesionarios de Automotores de la República Argentina) y cotizaciones para la maquinaria.

### 2.7.3 Costo del personal tercerizado

La dotación promedio utilizada por el contratista para cada una de las instalaciones se calcula con la información obtenida de las hojas de intervenciones. En el numeral anexo B.2.4 se muestra cómo se calcula las horas hombre requeridas por cada intervención en una determinada unidad de instalación, la sumatoria de estas horas permite establecer la composición de la cuadrilla promedio utilizada por cada unidad de instalación y el total de horas gastadas anualmente por cada unidad.

Dotación Promedio para Módulo		Operario	Calor	Gas	SLU	SLU	Combustible	Gas	SLU
Cajero		[operario] 0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Oficial		[operario] 0,32	0,23	0,14	0,66	0,23	0,23	0,23	0,23
1/2 Oficial		[operario] 0,60	0,21	0,14	0,84	1,00	0,36	0,36	0,36
Ajudante		[operario] 1,18	0,23	0,04	1,07	0,75	0,39	0,39	0,39
Mecanista		[operario] 0,70	0,00	0,02	0,48	0,01	0,01	0,01	0,01
Técnico AT		[operario] 0,09	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Dotación total		[operario] 2,4	0,7	0,3	3,1	2,0	1,0	1,0	1,0
Total Horas Gastadas	[h]	3.381,6	957,4	486,7	4.357,1	2.537,6	1.413,9	1.413,9	1.413,9

Tabla 13 Dotación promedio por tipo de instalación

Aplicando al cuadro anterior los salarios, derivados del convenio laboral correspondiente, se obtiene el costo por hora hombre de la cuadrilla promedio.

Costo Salarial	Cargos	COSTO						
		L.N.T	C.A.P.T	S.E.D	S.I.	C.I.	C.I.	IP
Capataz	[ARS/hs]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Oficial	[ARS/hs]	4,951,34	12,871,30	15,339,49	7,974,94	5,186,36	8,573,37	
1/2 Oficial	[ARS/hs]	8,719,95	10,743,19	14,389,51	9,465,02	19,392,44	12,418,79	
Ayudante	[ARS/hs]	14,941,33	10,326,52	3,450,47	10,674,38	12,838,49	12,046,67	
Mecánico	[ARS/hs]	2,464,93	0,00	1,482,18	4,547,67	0,00	308,08	
Técnico TIC	[ARS/hs]	1,740,5	0,0	67,5	0,0	0,0	415	
<b>Costo promedio por hora</b>	[ARS/hs]	<b>32,818,01</b>	<b>50,602,11</b>	<b>71,44</b>	<b>32,762,01</b>	<b>37,415,26</b>	<b>33,388,38</b>	

Tabla 14 Costo promedio por hora por tipo de Instalación

Al que se le debe incorporar el costo de vehículos y del equipo de trabajo compuesto por herramientas personales, equipo de protección y ropa de trabajo.

Costo de Transporte	Cargos	COSTO						
		L.N.T	C.A.P.T	S.E.D	S.I.	C.I.	C.I.	IP
Pickup	[ARS/hs]	1,840,58	1,465,39	737,93	3,416,76	7,003,38	4,322,7	2,407,49
Camión	[ARS/hs]	1,194,83	300,13	1,655,19	145,29	365,52	0,00	
Autó	[ARS/hs]	448,59	1,197,39	261,97	47,92	404,66		
Grúa 8m3	[ARS/hs]	1,213,40	1,725,89	1,304,69	1,830,18	1,910,11		1,464,23
Vehículo especial	[ARS/hs]	679,04	0,00	596,30	0,00	0,00		358,20
Último Link	[ARS/hs]	45,32	378,72	350,39	227,11	520,26		0,00
<b>Costo promedio por hora</b>	[ARS/hs]	<b>5,421,78</b>	<b>5,040,61</b>	<b>7,314,90</b>	<b>16,620,56</b>	<b>9,003,93</b>	<b>4,322,68</b>	<b>4,229,92</b>

Equipo de trabajo	Cargos	COSTO						
		L.N.T	C.A.P.T	S.E.D	S.I.	C.I.	C.I.	IP
Satélite/herramientas personales	[ARS/hs]	94,831,8	94,831,8	94,831,8	94,831,8	94,831,8	94,831,8	94,831,8
Equipo de protección personal	[ARS/hs]	104,473,2	104,473,2	104,473,2	104,473,2	104,473,2	104,473,2	104,473,2
Rueda de trabajo	[ARS/hs]	333,709,4	333,709,4	333,709,4	333,709,4	333,709,4	333,709,4	333,709,4
<b>Anualidad de amortización por hora</b>	[ARS/hs]	<b>373,42</b>	<b>373,42</b>	<b>373,42</b>	<b>373,42</b>	<b>373,42</b>	<b>420,10</b>	<b>373,42</b>

Tabla 15 Costo vehículo y equipo de trabajo por tipo de instalación

Los valores mostrados corresponden a la amortización anual aplicable a los bienes considerados. A ese efecto, el equipo mínimo de trabajo se amortiza en 60 meses, el material de protección y señalización en 16 meses, y la ropa de trabajo en plazos que varían desde 24 meses para el casco hasta 2 meses para los guantes.

El costo de contratista considera los costos y niveles de los convenios colectivos de trabajo vigentes a diciembre de 2024 y se discrimina por cargo: Jefe, Oficial, ½ Oficial, ayudante, empleado.

#### 2.7.4 Precio de Venta del Contratista

Con los valores mostrados anteriormente se puede componer el costo de un contratista operando eficientemente en el área de servicio de la distribuidora. Para obtener el valor de facturación a ese costo se le debe agregar los gastos de administración y una utilidad razonable.

Precio de venta	Cargos	COSTO						
		L.N.T	C.A.P.T	S.E.D	S.I.	C.I.	C.I.	IP
Costo anual por hora	[ARS/hs]	38,259,8	58,290,5	17,065,4	42,139,4	42,158,1	37,991,7	
Gastos de administración	[ARS/hs]	5,217,3	7,949,7	2,327,1	5,746,3	5,748,8	5,180,7	
Margen del Contratista	[ARS/hs]	7,672,4	11,589,3	3,422,2	8,450,4	8,454,2	7,618,7	
Impuestos (100% del valor - 0,00% de IVA y 0,00% de IVA)	[ARS/hs]	3,701,2	5,638,9	1,650,9	4,076,5	4,078,3	3,675,2	
<b>Costo anual promedio</b>	[ARS/hs]	<b>54,861</b>	<b>83,567</b>	<b>24,466</b>	<b>40,413</b>	<b>40,439</b>	<b>34,166</b>	

Tabla 16 Costo contratista por tipo de instalación

Al costo anual por hora hombre calculado anteriormente se le agrega un porcentaje de gastos de administración, que varía según sean las circunstancias de la distribuidora, sobre estos valores se aplica la utilidad del contratista. Finalmente, de ser aplicables se agregan los impuestos locales.

Las cifras mostradas corresponden al precio de venta anual estimado para el contratista. Aplicando la misma metodología para las tareas correspondientes a la explotación Comercial se obtienen valores similares aplicables a esa área.

Precio de venta	%	Comercial (ARS/operario-hora)			
		Impuesto	Margen	Operario	Administración
Costo anual por hora		[ARS/h]	32,990.4	35,014.5	35,014.5
Gastos de administración	12%	[ARS/h]	4,498.7	4,774.7	4,774.7
Margen del Contratista	15%	[ARS/h]	6,615.7	7,021.6	7,021.6
Impuestos (poder, consumo, IVA, I.G.V. y demás) 1,12%	7.2%	[ARS/h]	3,191.4	3,387.2	3,387.2
Costo anual promedio		[ARS/h]	47,296	50,198	43,711

Tabla 17 Costo contratista por tipo de actividad comercial

Los valores anuales expuestos se aplican a las horas hombre requeridos para realizar cada una de las tareas de explotación Comercial o Técnica para determinar los costos por tarea o por unidad de instalación trasladables cuando la misma es suministrada por el contratista.



## 2.7.5 Materiales

El listado de materiales que se encuentra en la hoja "data" y los precios se corresponden a cotizaciones de mercado a diciembre correspondientes a diciembre 2024.

### 3. Costos directos de los costos de operación y mantenimiento

El punto de partida para la determinación de los costos de Operación y Mantenimiento de la empresa modelo, es el análisis de las actividades básicas de operación y mantenimiento requeridas para mantener en un adecuado estado de funcionamiento a los distintos tipos de instalaciones eléctricas

Las instalaciones consideradas fueron:

- Líneas Aéreas de BT protegida (labtp)
- Cables subterráneos de BT (casbt)
- Líneas Aéreas MT 33kV protegida (la33p)
- Líneas Aéreas MT 13kV protegida (la13p)
- Cables Subterráneos MT (cas13 y cas33)
- SED MT/BT - Aéreas monoposte (sedMo13 y sedMo33)
- SED MT/BT - Aéreas biposte (sedBi13 y sedBi33)
- Subestaciones de rebaje MT/MT (SSEE MT/MT) SET MT/BT - Tipo cámaras a nivel (sedCn13 y sedCn33)
- Subestaciones de rebaje MT/MT (SSEE MT/MT) SET MT/BT - Tipo subterráneas (sedCs13 y sedCs33)

Para cada una de estas instalaciones se identificaron y definieron actividades de operación y de mantenimiento (tanto preventivo como correctivo), necesarias de ejecutar para mantener las instalaciones en servicio con el nivel de calidad adecuado a la normativa vigente.

Luego se determinaron promedios anuales de mantenimiento preventivo y revisiones para cada instalación. Para ello se utilizó la información disponible de estudios de Benchmarking de diferentes empresas de distintos países de la región, considerando las condiciones geográficas y ambientales imperantes en cada una de las administraciones y sucursales (características del terreno, acciones de terceros, etc.).

Dichos promedios anuales de número de intervenciones de mantenimiento preventivo y revisiones se determinaron para una cantidad estándar de instalaciones, por ejemplo: 100 km para las redes, 100 unidades para las Subestaciones de Distribución (SET), 1 SSEE MT/MT. El criterio empleado es que las acciones sobre la red deben ser tales que permitan un correcto estado de conservación de las instalaciones, de modo tal que esta funcione con tasas de fallas óptimas, características de cada tipo de componente. Luego, la cantidad de acciones necesarias en estas condiciones permitió dimensionar los recursos con que dotar a la empresa modelo.

Los recursos directos determinados se asignan a la estructura orgánica previamente definida. La cantidad de acciones necesarias en estas condiciones permitirá dimensionar los recursos con que dotar a la empresa modelo.

La misma se concibe teniendo en cuenta la estructura actual de EDET S.A., la distribución geográfica de clientes, las facilidades de comunicación y el grado de participación de contratistas; y dependiendo de esto será la agrupación de tareas en unidades funcionales que permitieran, en lo posible, la unidad de mando sobre los procesos o cadenas de valor agregado.

La siguiente ilustración muestra el esquema de la secuencia de cálculo para el cálculo de los costos de operación y mantenimiento.

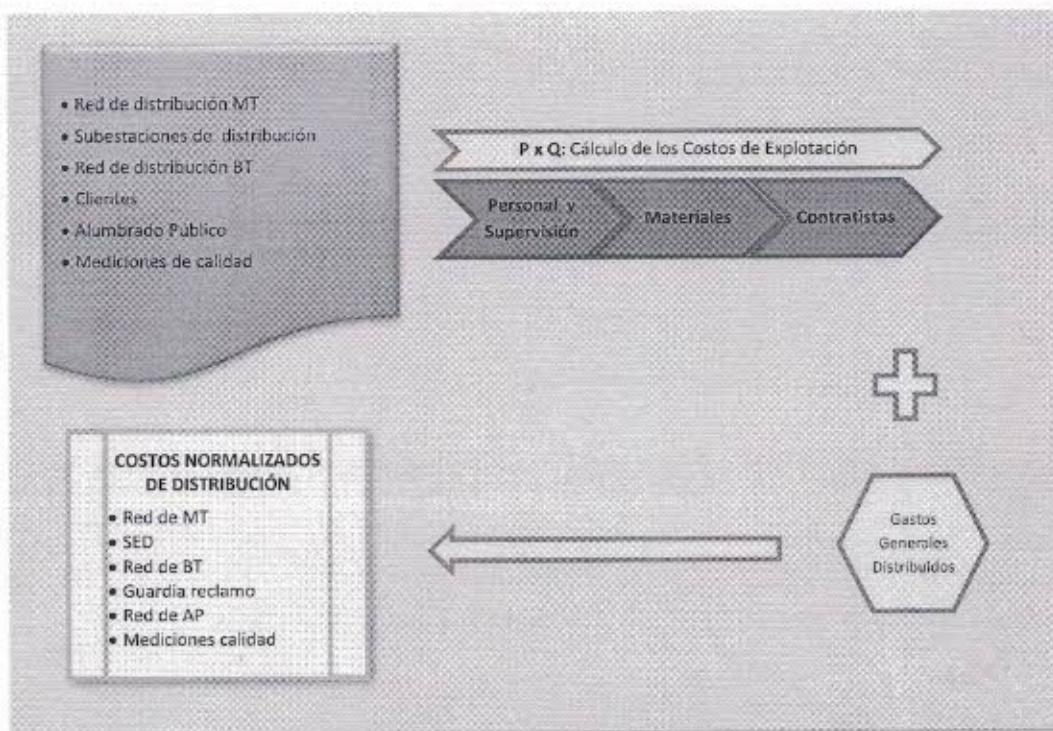


Figura 5 Esquemático de la secuencia de cálculo de costos de distribución

### 3.1 Actividades básicas de operación y mantenimiento

Cada una de las actividades de operación, mantenimiento preventivo o mantenimiento correctivo definidas tiene asociado un cierto empleo de recursos, expresados como un consumo global de materiales de explotación (fungibles y elementos de reposición) y una cantidad determinada de horas-hombre totales requeridas para efectuar las intervenciones.

Estos requerimientos unitarios de materiales y de horas-hombre de cuadrilla (de operación o mantenimiento) necesarios para cada intervención fueron determinados a partir de información recopilada de distintas empresas distribuidoras de la región, introduciendo algunas correcciones puntuales en lo referente a la frecuencia anual y a los requerimientos unitarios de horas-hombre y de materiales, con el objeto de reflejar la realidad del mercado en la jurisdicción tratada.

En las siguientes tablas, se presentan las actividades de operación y mantenimiento consideradas para las distintas instalaciones de MT y BT, indicando la cantidad anual de intervenciones por unidad de instalación, las horas típicas de cuadrilla por cada intervención y el costo de los materiales de explotación por cada intervención.

#### 3.1.1 Intervenciones por instalación

Para cada tipo de instalación se presentan distintas actividades que pueden ser de operación, mantenimiento correctivo, mantenimiento predictivo o con tensión, resultando en distintos ratios que se calculan en forma independiente y responden a promedios obtenidos de distintas instalaciones en la región latinoamericana. En el anexo B.2.1 se encuentra el detalle considerado en el modelo.

Dichos valores agrupados, al ser expresados por unidad de instalación, dan el ratio que, aplicado a una cantidad de instalaciones determinada, permite determinar los recursos recomendables para su operación y mantenimiento.

Los valores obtenidos, de los cálculos efectuados en cada hoja, tienen directa relación con la calidad de servicio supuesta para la red. Si se identifican las intervenciones que causan interrupción de servicio se puede obtener el número de veces por año en que se corta el suministro eléctrico y se lo puede comparar con la media verificable en la región mediante un estudio de benchmarking para establecer las diferencias.

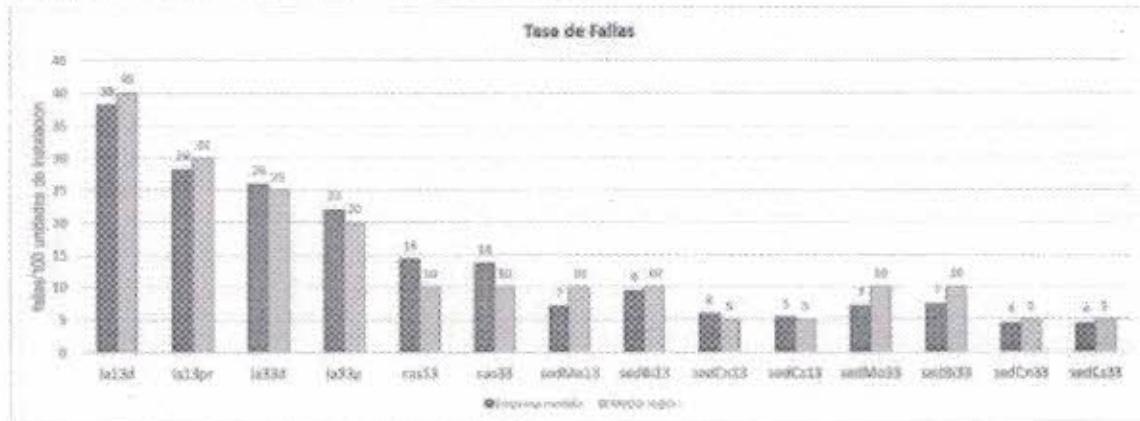


Figura 6 Tasa de falla empresa modelo vs. media de la región

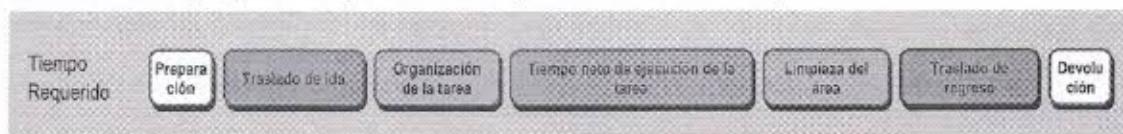
En el cuadro anterior se compara las intervenciones por año previstas por unidad de instalación con el mismo valor encuestado para un grupo significativo de distribuidoras de la región latinoamericana. Como puede constatarse los valores obtenidos son comparables.

En el anexo B, punto 2.4 se detalla con mayor detalle la frecuencia de intervención por instalación, los tiempos de intervención y los materiales

### 3.1.2 Distancias de traslado

Las Distancias de Traslado varían de acuerdo a las características del área de concesión y deben ser determinadas para cada instalación específica, considerando sus particularidades geográficas y restricciones de comunicación. A partir de las distancias, aplicando la velocidad media de traslado, pueden establecerse los tiempos de traslado aplicables. Teniendo en cuenta el área de concesión de la empresa se contemplan distancias para zonas urbanas y rurales diferenciales.

El tiempo que insume completar con una intervención se trata como un objeto cuyos atributos están bien establecidos, y puede definirse como el tiempo transcurrido desde la salida al punto de intervención hasta el regreso al lugar de origen, incluyendo el tiempo que demandan las actividades de preparación para la salida y de devolución al regreso.



Los atributos del tiempo requerido por una intervención, presentados en el cuadro anterior, se definen a continuación:

- **Preparación de salida:** asignación de la Orden de Trabajo (OT), revisión del vehículo, recepción y carga de materiales, charla de seguridad y capacitación.
- **Traslado de ida:** viaje desde el punto de origen (Base Técnica) al primer punto de intervención.
- **Organización de la tarea:** consignación de las instalaciones, asignación de tareas, delimitación del área de trabajo, enclavamientos de seguridad, señalización de prevención, disposición de los materiales.
- **Tiempo neto de ejecución:** ejecución de la tarea propiamente dicha.



- Limpieza del área: identificación y retiro de sobrantes, limpieza del área, restitución de la consignación, disposición de desperdicios y rezagos.
- Traslado de regreso: viaje desde el último punto de intervención al punto de origen (Base Técnica).
- Devolución al regreso: limpieza del vehículo, devolución de herramientas, y cierre de la OT.

Los tiempos de traslado son un ítem significativo en el cálculo de las horas hombres requeridas para la operación y mantenimiento de las instalaciones de distribución. Contrariamente a lo que sucede con este último el tiempo de traslado no es relativamente uniforme y debe ser estimado para cada instalación en particular considerando sus particularidades geográficas y restricciones de comunicación.

Se diferencia las siguientes distancias para modelar los traslados de las cuadrillas:

Distancia inicial (Di): distancia recorrida entre la localización de la base técnica y la localización de la primera tarea.

Distancia entre prestaciones (dpj): distancia entre la ubicación de la primera intervención y la próxima.

Distancia final (Df): distancia recorrida entre la ubicación de la última intervención visitada en la jornada y la base de atención técnica.

De esta manera, la distancia total recorrida por una cuadrilla en un día determinado resulta:

$$D_t = D_i + \sum_{i=1}^{n-1} dp_i + D_f$$

Donde n representa la cantidad de intervenciones realizadas en un día dependiendo del tiempo de intervención de cada tarea.

Las distancias medias urbanas y rurales se estimaron a partir de la ubicación geográfica de las Subestaciones de Distribución (SED). Para ello, se asignó a cada instalación el baricentro urbano más cercano, considerando los centros técnicos establecidos y los radios urbanos definidos para cada ciudad. Con base en esta clasificación, las SED se segmentaron en zonas urbanas y rurales, permitiendo calcular la distancia media entre los baricentros y los puntos georreferenciados.

A partir de estas distancias, se estimó el recorrido necesario para las tareas operativas mediante la siguiente fórmula:

$$(Di+Df) = \text{Distancia media} \times 2 \times Fr \times Fd$$

Dónde:

2= Es para tener en cuenta el recorrido hasta la primera intervención, más el regreso de la última

Fr= Factor de restricción que considera que el recorrido no es una trayectoria lineal (debería ser un factor mayor que 1). Simula un trayecto en diagonal sobre una grilla urbana.

Fd= Factor de distancia que considera que algunas de las tareas no o alcanzan la SED sino que se resuelven en puntos intermedios (siempre <1).

Para el caso de la distancia entre intervenciones se debe considerar una distancia para las actividades de operación y correctivas, donde suelen resultar trayectos más aleatorios y difícilmente optimizables y otra para las actividades preventivas que se planifican con

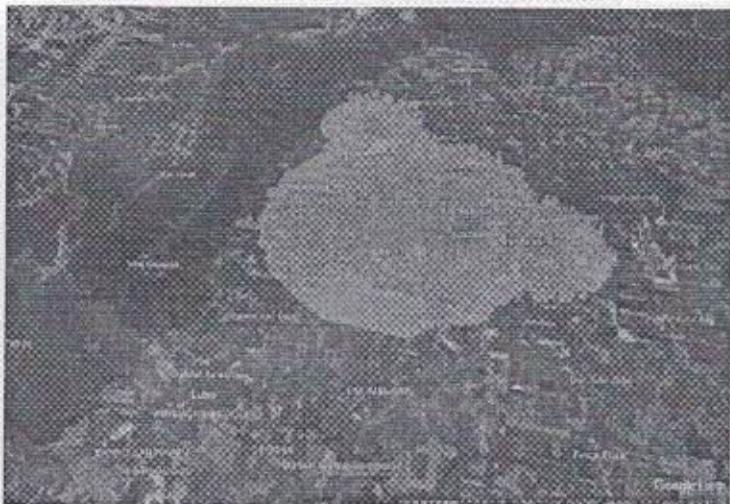
### 3. Costos directos de los costos de operación y mantenimiento



antelación, lo cual permite una mayor eficiencia en los recorridos y, por lo tanto, distancias menores.

De esta manera se considera un quinto de ( $D_i + D_f$ ) para actividades de operación y correctivo y un décimo para actividades de mantenimiento preventivo.

A continuación, se presenta de manera gráfica el cálculo realizado para la determinación de las distancias medias



Las distancias y velocidades utilizadas se detallan en la siguiente tabla.

### 3. Costos directos de los costos de operación y mantenimiento



Traslados urbanos						
Viajes	unidad	operación	correctivo	preventivo	TCT	
Distancia recorrida hasta la 1ra intervención más regreso desde una intervención	[km]	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1
Distancia recorrida entre intervenciones	[km]	1,2	1,2	0,6	1,2	1,2
Velocidad de traslado zona urbana	[km/h]	25				

Traslados rurales						
Viajes	unidad	operación	correctivo	preventivo	TCT	
Distancia recorrida hasta la 1ra intervención más regreso desde una intervención	[km]	31,4	31,4	31,4	31,4	31,4
Distancia recorrida entre intervenciones	[km]	6,3	6,3	3,1	6,3	6,3
Velocidad de traslado zona rural	[km/h]	60				

Tiempo de preparación de los equipos de O&M						
Viajes	unidad	operación	correctivo	preventivo	TCT	
S.A. CA: preparación de temporas, asignación UV, charta seguridad	[horas]	0,20	0,30	0,30	0,30	0,30
REGRESO: devolución de equipos, carga de combustible, cierre OI	[horas]	0,17	0,20	0,20	0,20	0,20

Tabla 18 Distancias, velocidades de traslado y tiempo de preparación consideradas

#### 3.1.3 Nivel de tercerización

El modelo contempla la posibilidad de contratar a terceros por tipo de instalación, permitiendo distintos niveles de tercerización según las necesidades y estrategias de la empresa. De este modo, es posible externalizar la totalidad de las actividades (100%), hacerlo de manera parcial (aproximadamente 50%) o prescindir por completo de la tercerización (0%). El modelo está diseñado para valorizar cada una de estas alternativas, proporcionando una estimación de costos y permitiendo evaluar el impacto económico y operativo de cada escenario.

Es importante señalar que la tercerización no siempre obedece a criterios de conveniencia económica. En algunos casos, la empresa puede optar por mantener cuadrillas propias para determinadas actividades, ya sea por razones estratégicas —como preservar el control directo sobre tareas críticas, garantizar la disponibilidad inmediata de recursos, proteger know-how específico o asegurar la continuidad operativa— o por consideraciones vinculadas a la calidad y seguridad del servicio.

#### 3.1.4 Composición de las cuadrillas

El cálculo de los recursos necesarios por intervención requiere para su desarrollo de una serie de valores comunes a todas las unidades de instalación, como son las cuadrillas y sus vehículos.

Las cuadrillas están conformadas por un número variable de operarios dependiendo del tipo de intervención específica al que estén destinadas.

Código	Personal	Ciclo		Ay. adic.	Mecanista	Técnico AT
		UV	UV adic.			
c1	2	1	1			
c2	2	1	1			
c3	3	1	1		1	
c4	4		1	3		
c5	4	1	1	1	1	
c6	4	1	2		1	
c7	3	1	1	1		
c8	3	1	1	1		
c9	3	1	1		1	
c10	3		1		1	1
c11	3	2	1			
c12	2	1	1			
c13	3		1		1	1
c14	4	1	2		1	
c15	2			2		

Tabla 19 Cuadrillas consideradas



La dotación mínima asignada es de dos personas, ya que por razones de seguridad es recomendable que en todo trabajo eléctrico haya siempre una persona en capacidad de asistir a su compañero frente a una emergencia. En general un oficial electricista que es el responsable de la cuadrilla, que deberá ser acompañado, como mínimo, por un medio oficial o ayudante u operador de vehículos pesados o una combinación de estos, según la exigencia de las tareas.

A cada cuadrilla se le asignan vehículos de traslado o equipos de trabajo adecuados a su especialidad.

Código	Vehículo o Equipo					
	Truck (1)	Camión	Helio	Grúa (15)	Vehículo especial	Único (1)
c1			1			
c2	1					
c3	1				1	
c4	1			1		
c5		1			1	
c6	1				1	
c7			1			
c8		1				
c9					1	
c10	1		1			
c11	1		1			
c12				1	1	
c13		1			1	
c14	1	1				
c15						1

Tabla 20 Vehículos considerados por cuadrilla

Los vehículos que utilizan las cuadrillas dependerán de la tarea que se deba ejecutar, en general se trata de vehículos livianos como camionetas o equipos pesados como grúas. Además, las cuadrillas podrán estar conformadas por un conjunto de estos vehículos conforme a la definición de la tarea y sus alcances. Como vehículo especial se identifica a los carros de lavado y camiones busca falla en redes subterráneas.

### 3.2 Resultados

A continuación, se incluye una tabla con el resumen del total de costos directos de operación y mantenimiento a incluir en el VAD, asignados en las distintas instalaciones operadas y mantenidas y abiertos en, costos de personal, materiales de explotación, costos de servicios contratados y gastos generales que pudieron asignarse directamente al costo de explotación técnica.

Costos de Explotación Técnica - miles de \$dic2024 por año					
Actividad	Personal	Materiales	Servicios	Gastos	Total
Operación de la red [kARS/año]	2,948,474	18,271	0	232,131	3,198,876
Sistemas primarios [kARS/año]	598,211	17,824	0	48,201	664,237
Ingeniería y planificación [kARS/año]	826,119	17,867	0	66,037	910,023
Normalización [kARS/año]	1,231,545	17,945	0	97,765	1,347,255
Tecnología Informática, Control sistemas eléctricos y protecciones [kARS/año]	711,834	135	0	55,708	767,677
QoS [kARS/año]	432,796	17,793	0	35,256	485,844
MT [kARS/año]	4,984,545	1,873,679	2,425,549	707,501	9,991,274
SED [kARS/año]	597,407	1,004,960	379,083	138,908	2,120,358
BT [kARS/año]	6,028,869	2,239,761	9,280,893	1,432,627	18,982,149
Guardia [kARS/año]	2,445,259	43,088	21,751,111	1,841,305	26,090,763
AP [kARS/año]	0	0	0	0	0
Mediciones e inspección daños [kARS/año]	152,222	2,708	910,323	114,981	1,180,233
<b>Total</b> miles \$/año	<b>20,957,281</b>	<b>5,254,031</b>	<b>34,756,958</b>	<b>4,770,420</b>	<b>65,738,689</b>

Tabla 21: Costos directos **TOTALES** de operación y mantenimiento



### 3.2.1 Nivel de tercerización

El cálculo de los costos de los servicios contratados y los materiales de explotación se determinó a partir de las actividades básicas de operación y mantenimiento establecidas para las distintas instalaciones de distribución, y los costos unitarios de las distintas cuadrillas y de los materiales de explotación asociados a cada actividad definida.

La división del costo del personal propio entre mano de obra directa y supervisión directa se efectuó considerando como mano de obra directa a las personas que efectúan las tareas en forma directa, y al resto de personal de supervisión, dirección y control involucrado desde el supervisor al gerente del área se lo consideró como supervisión directa. De esta manera en las actividades con un elevado nivel de tercerización, es decir que las actividades directas son efectuadas mayoritariamente por personal externo a la empresa, el costo de supervisión directa resulta superior al costo de la mano de obra directa de personal de la compañía.

Los niveles de tercerización de las actividades de operación y mantenimiento adoptados para la empresa modelo se presentan en la siguiente tabla. Cabe señalar que los valores utilizados guardan cierta relación con la situación de la empresa real. La decisión de tercerizar no responde únicamente a criterios económicos, sino también a consideraciones estratégicas y a la obligación de cumplir con los convenios colectivos de trabajo vigentes.

Instalaciones de técnicas	participación
Tareas de almacén	100%
Red. MT	40%
SED	70%
Red. BT	70%
Guardia de Reclamos	100%

Contratista de calidad de servicio	participación
Mediciones de Tensión	100%
Mediciones de Flicker y Armónicas	100%
Inspección de daños	100%

Tabla 22: Nivel de tercerización de actividades de operación y mantenimiento

### 3.2.2 Gastos Generales

Este ítem comprende aquellas erogaciones que sin tener incidencia directa en las operaciones hacen a la explotación. Se trata de tareas de planificación, apoyo y logística.

Para establecer un monto de Gastos Generales consistente con el volumen de la distribuidora se recurrió a la generación de algoritmos que interpolen los valores estimados entre valores conocidos de diferentes distribuidoras, mediante la mecánica de cálculo a la que ya se hizo referencia.

El cálculo detallado de los mismos se introduce en el anexo B, punto 6.6.

A continuación, se presenta los gastos que se pueden asignar directamente al área técnica.

3. Costos directos de los costos de operación y mantenimiento



Gastos de oficina	Unidad	costo anual
Mantenimiento de equipos y muebles	[kARS/año]	119.422,6
Papelería y Útiles de Oficina	[kARS/año]	13.570,8
Tareas administrativas	[kARS/año]	21.713,2
Comeo	[kARS/año]	2.714,2
Servicios Públicos	[kARS/año]	32.569,8
Varios de Administración	[kARS/año]	54.283,0
Total	[kARS/año]	244.273,5
Edificios	Unidad	costo anual
Alquiler de Oficinas más Expensas	[kARS/año]	0,0
Alquiler de Talleres más Expensas	[kARS/año]	0,0
Limpieza y Mantenimiento de Edificios	[kARS/año]	24.501,4
Limpieza y Mantenimiento de Talleres	[kARS/año]	198.088,4
Vigilancia	[kARS/año]	1.163.475,4
Total	[kARS/año]	1.386.065,1
Seguros	Unidad	costo anual
Seguros (personal y responsabilidad civil)	[kARS/año]	0,0
Seguros de edificios	[kARS/año]	0,0
Total	[kARS/año]	0,0
Capacitación	Unidad	costo anual
Capacitación	[kARS/año]	23.358,5
Total	[kARS/año]	23.358,5
Traslados y viajes	Unidad	costo anual
Reembolzo de Gastos de Movilidad	[kARS/año]	42.580,0
Refrescos, comidas y alojamiento	[kARS/año]	20.530,4
Total	[kARS/año]	63.110,4
Relaciones institucionales	Unidad	costo anual
Afiliaciones	[kARS/año]	502,7
Comunicación e Imagen	[kARS/año]	68.452,0
Total	[kARS/año]	68.954,7
Impuestos	Unidad	costo anual
Impuestos	[kARS/año]	0,0
Compensación QoS	Unidad	costo anual
Compensación QoS	[kARS/año]	0,0
Artefactos dañados	[kARS/año]	801.728,2
Total	[kARS/año]	801.728,2



Actividad	Unidad	costo anual
Comunicaciones		
Telefonía y Transmisión de datos.	[kARS/año]	60.392,0
Comunicaciones móviles.	[kARS/año]	11.773,9
Total	[kARS/año]	72.166,0
Otros		
Honorarios	[kARS/año]	154.736,9
Aportes a organismos de regulación	[kARS/año]	0,0
Deudores incobrables	[kARS/año]	0,0
Total	[kARS/año]	154.736,9
Informática		
Computadores Personales	[kARS/año]	0,0
Licencias de Aplicaciones Críticas	[kARS/año]	606.076,3
Servicio de Informática	[kARS/año]	1.350.019,4
Total	[kARS/año]	1.956.095,7
<b>Total de Gastos Generales</b>		
Total	[kARS/año]	4.770.420,24

Tabla 23: Gastos generales correspondiente al área técnica

### 3.2.3 Costos de Operación y Mantenimiento técnico por ítem

Los costos obtenidos se agruparon para las distintas actividades correspondientes al área técnica y se efectuó la reasignación de los gastos generales (tanto los costos de servicios como de los materiales) en forma proporcional al costo total propio correspondiente.

En el cuadro resumen se destacan algunas actividades en tono de amarillo, que, si bien son realizadas por la distribuidora, no se consideran a los efectos del cálculo del VAD. Como puede observarse, las mismas absorben parte de los gastos generales y de apoyo por lo que al retirarlas no son trasladados al VAD.

### 3. Costos directos de los costos de operación y mantenimiento

Iadia 24: Costos de operación y mantenimiento con gastos de apoyos asignados

Los costos totales de O&M Técnicos que se trasladan al VAD se presentan en la tabla siguiente, expresados en miles de USD/año, agrupados por cada tipo de instalación considerado:

Costos Normalizados de O&M									
Categoría		Categoría		Categoría		Categoría		Categoría	
Nombre	Unidad	Nombre	Unidad	Nombre	Unidad	Nombre	Unidad	Nombre	Unidad
Red de Distribución en M1	km	km	km	km	km	km	km	km	km
Sobresesiones de Distribución	sec	sec	sec	sec	sec	sec	sec	sec	sec
Red de Distribución en BT	bt	bt	bt	bt	bt	bt	bt	bt	bt
Red de Alumbrado Pùblico	ap	ap	ap	ap	ap	ap	ap	ap	ap
TOTAL									
12,623,709	947,361	5,089,176	872,705	5,218,339	34,756,958	4,656,182	6,210,573	21,374,942	100,000

Tabla 25: Costos técnicos agrupados por instalación con gastos de apoyos asignados

## 4. Costos de Operación comercial

Se desarrolla en este capítulo los costos directos de comercialización.

### 4.1 Actividades básicas comercial

Las principales actividades de gestión comercial, siguiendo las etapas típicas del ciclo comercial son las siguientes:

- Atención de usuarios
- Contratación de nuevos suministros
- Lectura de medidores
- Facturación
- Reparto facturas
- Cobranza o recaudación
- Gestión de la morosidad
- Control de las pérdidas comerciales o no técnicas

Una vez identificadas las distintas actividades comerciales, se determinaron la cantidad de acciones comerciales anuales requeridas para el funcionamiento de la empresa modelo de acuerdo a diferentes criterios según el tipo de actividad considerada, de acuerdo a lo que se señala a continuación:

- Facturación (lectura de medidores, facturación y reparto de facturas y cobranza): en función del número de usuarios servidos y la frecuencia de facturación establecida en la reglamentación vigente
- Atención a usuarios en oficinas y otros canales de contacto como el call center, SMS, entre otros: de acuerdo con la cantidad de usuarios atendidos y a las estadísticas de consultas y contactos registradas en el mercado atendido
- Gestión de saldos morosos: en función del número de facturas emitidas y del comportamiento histórico de pago de los usuarios, considerando las distintas etapas de la gestión de cobranza (suspensiones, rehabilitaciones, etc.)
- Control de pérdidas comerciales (recuperación de energía): a partir del análisis de las pérdidas comerciales y las experiencias sobre el comportamiento de los consumidores

Las cantidades de acciones comerciales establecidas para la fecha de cálculo de los costos de explotación se determinaron a partir del comportamiento histórico del mercado, tomando en cuenta los clientes existentes correspondientes al año base del estudio.

Es importante indicar que la empresa modelo considera la modificación de periodicidad de lecturas de clientes y facturación actual de la empresa en la actualidad. La empresa modelo considera que la totalidad de clientes tendrán una lectura con frecuencia bimensual y el envío de facturas será también bimensual, aunque se enviaran dos facturas juntas con vencimientos mensuales. En el caso de los clientes con la modalidad de facturación in situ serán visitados cada dos meses y también se dejarán dos facturas con vencimientos mensuales.

Los recursos directos determinados, al igual que los costos de operación y mantenimiento, se asignan a la estructura orgánica previamente definida. La misma se concibe teniendo en cuenta la estructura actual de EDET S.A., la distribución geográfica de clientes, las facilidades de comunicación y el grado de participación de contratistas; y dependiendo de esto será la agrupación de tareas en unidades funcionales que permitieran, en lo posible, la unidad de mando sobre los procesos o cadenas de valor agregado.

Con los criterios mencionados se diseña la dotación y el organigrama de las áreas comerciales.

La siguiente ilustración muestra el esquema de la secuencia de cálculo para el cálculo de los costos comerciales.

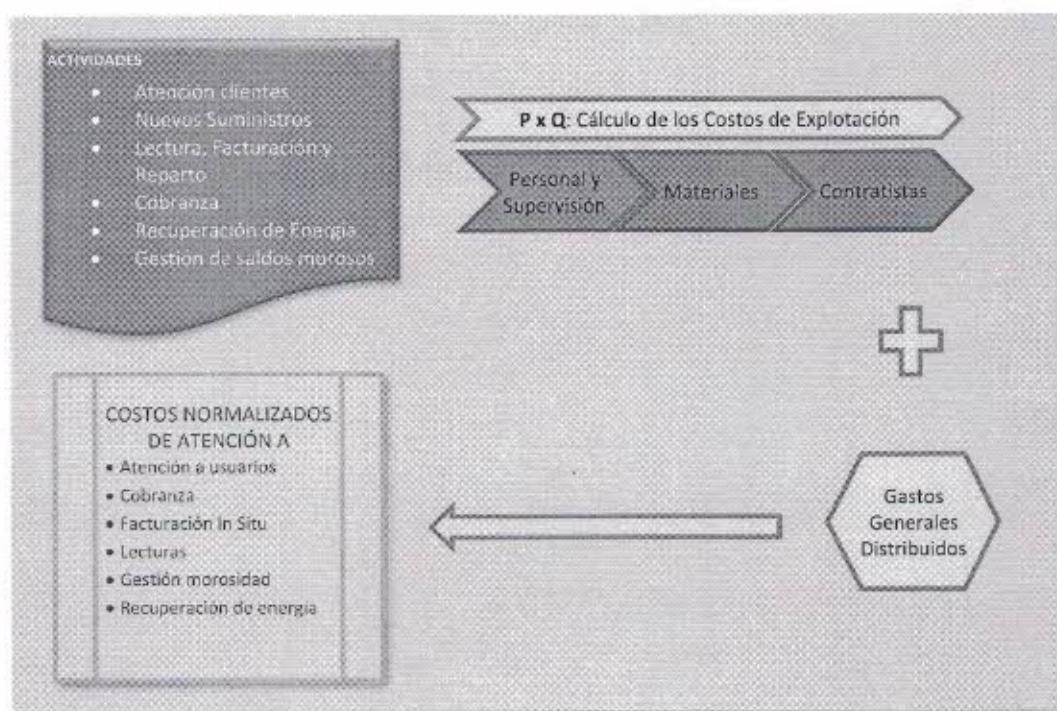


Figura 7: Esquemático de la secuencia de cálculo de costos comerciales

En este caso se recurre a relacionar el volumen de la tarea y la capacidad para evacuarla en términos de horas hombre por parte del personal. Estos ratios se utilizan para establecer la cantidad de personas requeridas por las actividades de explotación comercial o técnica que no pueden vincularse con el tamaño de las instalaciones. La metodología de cálculo, descripta en detalle en el ANEXO B.2.5.2, consiste en determinar el volumen de la tarea y luego dividirlo por la cantidad de acciones que se pueden ejecutar por unidad de tiempo y por persona.

## 4.2 Resultados

A continuación, se incluye una tabla con el resumen del total de costos directos de explotación comercial a incluir en el VAD, asignados en las distintas instalaciones operadas y mantenidas y abiertas en, costos de personal, materiales de explotación, costos de servicios contratados y gastos generales que pudieron asignarse directamente al costo de explotación comercial.



Costos de Explotación Comercial - miles de \$dls 2024 por año					
Actividad	Personal	Materiales	Servicios	Gastos	Total
Asuntos regulatorios y mercado eléctrico [kARS/año]	820,330	95	0	52,312	872,737
Control de energía [kARS/año]	737,211	85	0	47,012	784,309
Gestión comercial [kARS/año]	1,003,778	248	1,132,630	136,238	2,272,893
Bocas Cobranza [kARS/año]	730,019	1,024	8,106,088	563,476	9,400,607
Desarrollo de Infraestructura [kARS/año]	422,165	49	0	26,921	449,135
Atención a clientes [kARS/año]	10,847,555	1,635	3,263,940	899,887	15,013,017
Facturación [kARS/año]	792,812	10,735	419,440	77,980	1,300,967
Reclamos comerciales [kARS/año]	120,597	9,067	854,650	62,762	1,047,076
Lectura [kARS/año]	811,975	61,108	5,673,136	417,402	6,963,620
Reparto [kARS/año]	117,579	8,763	937,822	67,854	1,132,016
Inspección y regularización [kARS/año]	1,816,144	241,434	1,008,997	195,532	3,262,107
Gestión morosos [kARS/año]	1,528,459	210,505	7,380,550	581,482	9,700,996
Proyectos y obras [kARS/año]	569,488	7,235	388,217	61,527	1,026,467
<b>Total</b>	<b>miles \$/año</b>	<b>20,318,111</b>	<b>551,983</b>	<b>29,165,468</b>	<b>53,225,948</b>

Tabla 26: Costos totales de explotación comercial

#### 4.2.1 Nivel de tercerización

Los costos de gestión comercial se determinan a partir de los recursos requeridos para la ejecución de las distintas actividades en lo referente a servicios contratados y materiales de explotación, a los que se adicionan los costos salariales calculados en el punto anterior.

La división del costo del personal propio entre mano de obra directa y supervisión directa se efectuó considerando como mano de obra directa a las personas que efectúan las tareas en forma directa, y al resto de personal de supervisión, dirección y control involucrado desde el supervisor al gerente del área se lo consideró como supervisión directa. De esta manera en las actividades con un elevado nivel de tercerización, es decir que las actividades directas son efectuadas mayoritariamente por personal externo a la empresa, el costo de supervisión directa resulta superior al costo de la mano de obra directa de personal de la compañía.

Los niveles de tercerización de las actividades comerciales adoptados para la empresa modelo se presentan en la siguiente tabla. Cabe señalar que los valores utilizados guardan cierta relación con la situación de la empresa real. La decisión de tercerizar no responde únicamente a criterios económicos, sino también a consideraciones estratégicas y a la obligación de cumplir con los convenios colectivos de trabajo vigentes.

#### 4. Costos de Operación comercial

BA



Atención al cliente	Participación (%)
Atención al cliente, NN.SS., reclamos	45%
Tareas de Facturación	100%
Contratista de cobranza en oficinas comerciales	100%
Conexiones	100%
Call Center (costo incluye el servicio telefónico)	100%
Chatbot	100%
Redes sociales (X, Whatsapp, facebook)	100%
SMS	100%
IVR	100%
Reclamos comerciales	100%
Lectura Urbanas	100%
Lectura Rurales	100%
Lectura Medianas Demandas	100%
Lectura Grandes Demandas	100%
Lectura Remota	100%
Impresión Facturación	100%
Reparto Urbana	100%
Reparto Rural	100%
Reparto Medianas Demandas	100%
Reparto Grandes Demandas	100%
Facturación In Situ - Pequeñas demandas	100%
Facturación In Situ - Medianas demandas	100%
Corte pequeñas demandas	100%
Corte medianas demandas	100%
Corte grandes demandas	100%
Reconexión pequeñas demandas	100%
Reconexión medianas demandas	100%
Reconexión grandes demandas	100%
Pre-Inspección Pequeñas Demandas Urbanas	100%
Pre-Inspección Pequeñas Demandas Rurales	100%
Inspección Pequeñas Demandas Urbanas	0%
Inspección Medianas Demandas	0%
Inspección Grandes Demandas	0%
Inspección Pequeñas Demandas Rurales	0%
Apoyo policial para acciones de control de pérdidas no técnicas	
Certificación de irregularidades (escribano o funcionario.)	
Regularización Residenciales Urbanas	0%
Regularización Medianas Demandas	0%
Regularización Grandes Demandas	0%
Regularización residenciales Rurales	0%
Laboratorio de Medidores	0%

Contratistas de cobranza	porcentaje
Boca Externa (Repipago, Pagofacil, Banco)	23,2%
Boca Externa - No presencial (Trasf. Web, Prisma, Banco)	44,7%
Otros Canales	0,0%
Cobranza Móvil	0,0%
Cobranza en agencias comerciales (bocas Propias)	0%
Contratista en Agencias Comerciales (bocas Propias)	32%

Tabla 27: Nivel de tercerización de actividades comerciales

#### 4.2.2 Gastos Generales

Los gastos generales asignados al área comercial tienen la misma clasificación que los gastos generales de la gerencia técnica. El cálculo detallado de los mismos se introduce en el anexo B, punto 6.6.

A continuación, se presentan los gastos generales que se pueden asignar directamente al área comercial.

Gastos de oficina	unidad	costo anual
Mantenimiento de equipos y muebles	[kARS/año]	141.135,8
Papelería y Útiles de Oficina	[kARS/año]	32.569,8
Tareas administrativas	[kARS/año]	65.139,6
Correo	[kARS/año]	10.856,6
Servicios Públicos	[kARS/año]	54.283,0
Varios de Administración	[kARS/año]	32.569,8
Total	[kARS/año]	336.554,6

Edificios	unidad	costo anual
Alquiler de Oficinas más Expensas	[kARS/año]	0,0
Alquiler de Talleres más Expensas	[kARS/año]	0,0
Limpieza y Mantenimiento de Edificios	[kARS/año]	127.776,0
Limpieza y Mantenimiento de Talleres	[kARS/año]	27.603,4
Vigilancia	[kARS/año]	506.077,8
Total	[kARS/año]	661.457,1

Seguros	unidad	costo anual
Seguros (personal y responsabilidad civil)	[kARS/año]	0,0
Seguros de edificios	[kARS/año]	0,0
Total	[kARS/año]	0,0

Capacitación	unidad	costo anual
Capacitación	[kARS/año]	23.289,9
Total	[kARS/año]	23.289,9



Viáticos y reembolso de gastos		unidad	costo anual
Reembolso de Gastos de Movilidad		[kARS/año]	62.001,7
Refrieros, comidas y alojamiento		[kARS/año]	47.219,8
Total		[kARS/año]	109.221,6
Relaciones Institucionales		unidad	costo anual
Afiliaciones		[kARS/año]	0,0
Comunicación e Imagen		[kARS/año]	127.939,1
Total		[kARS/año]	127.939,1
Impuestos		unidad	costo anual
Impuestos		[kARS/año]	0,0
Compensación QoS		unidad	costo anual
Compensación QoS		[kARS/año]	0,0
Artefactos dañados		[kARS/año]	0,0
Total		[kARS/año]	0,0
Comunicaciones		unidad	costo anual
Telefonia y Transmisión de datos.		[kARS/año]	60.392,0
Comunicaciones móviles.		[kARS/año]	36.841,0
Total		[kARS/año]	97.233,0
Otros		unidad	costo anual
Honorarios		[kARS/año]	130.590,1
Aportes a organismos de regulación		[kARS/año]	0,0
Deudores incobrables		[kARS/año]	0,0
Total		[kARS/año]	130.590,1
Informática		unidad	costo anual
Computadores Personales		[kARS/año]	0,0
Licencias de Aplicaciones Críticas		[kARS/año]	759.298,7
Servicio de Informática		[kARS/año]	944.801,9
Total		[kARS/año]	1.704.100,7
Total de Gastos Generales		unidad	costo anual
Total		[kARS/año]	3.190.386,0

Tabla 28 Gastos generales correspondiente al área comercial



#### 4.2.3 Costos de actividades comerciales TOTALES

Los costos obtenidos se agruparon para las distintas actividades, y se efectuó la reasignación de los gastos generales (tanto los costos de servicios como de los materiales) en forma proporcional al costo total propio correspondiente.

En el cuadro resumen se destacan algunas actividades en tono de amarillo, que, si bien son realizadas por la distribuidora, no se consideran a los efectos del cálculo del VAD. Como puede observarse, las mismas absorben parte de los gastos generales y de apoyo por lo que al retirarlas no son trasladados al VAD.

#### 4. Costos de Operación comercial

Costos Totales de Servicio a Clientes		Asuntos reguladores y mercado eléctrico	Control de energía	Gestión comercial	Bocas Colbán	Desarrollo de Infraestructura	Atención a clientes	Peculación	Reclamos comerciales	Lectura	Reparo	Inspección y regularización	Gestión morosos	Proyectos y obras	TOTAL
[\$ARS/año]	612,976	1,331	198,693	7,330	95	0	52,312	108,050	980,787						
[\$ARS/año]	307,015	1,196	422,413	6,588	85	0	47,012	97,102	881,410						
[\$ARS/año]	112,913	455,120	416,654	19,091	248	1,132,630	136,238	281,397	2,554,290						
[\$ARS/año]	0	14,339	636,722	78,958	1,024	8,106,088	563,476	1,163,848	10,564,455						
[\$ARS/año]	0	685	417,707	3,772	49	0	26,921	55,605	504,740						
[\$ARS/año]	5,764,360	1,639,161	3,317,936	126,098	1,635	3,263,940	899,887	1,858,696	16,871,714						
[\$ARS/año]	649,505	1,984	130,395	10,927	10,735	419,440	77,980	161,067	1,462,034						
[\$ARS/año]	0	1,597	110,205	8,795	9,067	854,650	62,762	129,634	1,176,710						
[\$ARS/año]	0	10,622	742,863	58,489	61,108	5,673,136	417,402	862,155	7,825,756						
[\$ARS/año]	0	1,727	106,344	9,508	8,763	937,822	67,854	140,190	1,272,156						
[\$ARS/año]	1,783,769	4,976	0	27,399	241,434	1,008,997	195,532	403,867	3,665,974						
[\$ARS/año]	1,432,181	14,797	0	81,481	210,505	7,380,550	581,482	1,201,038	10,902,034						
[\$ARS/año]	559,301	1,566	0	8,622	7,235	388,217	61,527	127,082	1,153,549						
[\$ARS/año]	11,222,019	2,149,102	6,499,932	447,056	551,983	29,165,468	3,190,386	6,589,672	59,815,620						

Tabla 29: Costos de actividades comerciales

Los costos totales de actividades comerciales que se trasladan al VAD se presentan en la tabla siguiente expresados en miles de AR\$/año. Se incluye una proporción de los costos de gestión de morosos y nuevas conexiones. El detalle se encuentra detallado en el punto 4.3.

Costos Totales Trasladables a Tarifas		Asuntos reguladores y mercado eléctrico	Control de energía	Gestión comercial	Bocas Colbán	Desarrollo de Infraestructura	Atención a clientes	Peculación	Reclamos comerciales	Lectura	Reparo	Inspección y regularización	Gestión morosos	Proyectos y obras	TOTAL a VAD
[\$ARS/año]	612,976	1,331	198,693	7,330	95	0	52,312	108,050	980,787						
[\$ARS/año]	307,015	1,196	422,413	6,588	85	0	47,012	97,102	881,410						
[\$ARS/año]	112,913	455,120	416,654	19,091	248	1,132,630	136,238	281,397	2,554,290						
[\$ARS/año]	0	14,339	636,722	78,958	1,024	8,106,088	563,476	1,163,848	10,564,455						
[\$ARS/año]	0	685	417,707	3,772	49	0	26,921	55,605	504,740						
[\$ARS/año]	5,764,360	1,639,161	3,317,936	126,098	1,635	3,263,940	899,887	1,858,696	16,871,714						
[\$ARS/año]	649,505	1,984	130,395	10,927	10,735	419,440	77,980	161,067	1,462,034						
[\$ARS/año]	0	1,597	110,205	8,795	9,067	854,650	62,762	129,634	1,176,710						
[\$ARS/año]	0	10,622	742,863	58,489	61,108	5,673,136	417,402	862,155	7,825,756						
[\$ARS/año]	0	1,727	106,344	9,508	8,763	937,822	67,854	140,190	1,272,156						
[\$ARS/año]	1,783,769	4,976	0	27,399	241,434	1,008,997	195,532	403,867	3,665,974						
[\$ARS/año]	9,230,538	2,132,739	6,499,932	356,955	334,243	21,396,701	2,547,377	5,261,552	47,760,037						
[\$ARS/año]	288,112	2,977	0	16,392	42,347	1,484,748	116,977	241,613	2,193,167						
[\$ARS/año]	9,518,650	2,135,716	6,499,932	373,347	376,590	22,881,450	2,664,354	5,503,165	49,953,204						

Tabla 30: Costos comerciales agrupados por Instalación

### 4.3 Costos de suspensiones y rehabilitaciones del servicio y de conexión de nuevos suministros

Costos de suspensiones y rehabilitaciones del servicio y de conexión de nuevos suministros

Dentro de las actividades comerciales típicas de una empresa distribuidora de energía eléctrica se encuentran la de Conexión de los nuevos suministros, y la de Suspensión o corte del servicio por falta de pago, y su posterior Rehabilitación o reconexión del servicio una vez que el usuario regulariza su situación comercial.

Sin embargo, en la mayoría de las distribuidoras los costos de estas actividades se cobran mediante cargos específicos a los usuarios involucrados (nuevos usuarios o usuarios a los que se les suspendió el servicio), en lugar de cobrarse a través de los cargos tarifarios periódicos (Cargos Fijos o Variables por Energía consumida).

Este es el caso de EDET S.A. donde existen los cargos específicos para estas actividades como son los Cargos por Derechos de Conexión y los Cargos por Suspensión y Rehabilitación de Servicio.

Por el motivo indicado en el cálculo de los Costos Operativos de la Empresa Modelo se han discriminado los costos correspondientes, y no se consideran dentro de los costos que formarán parte de los cargos tarifarios para la facturación periódica (también llamado VAD o Costos de Distribución).

#### 4.3.1 Costos de corte y reconexión

En lo referente a los Costos de cortes y reconexión del servicio los mismos se han calculado sobre la base de la cantidad de actividades típicas para el mercado atendido en el año base.

Una vez determinados los costos directos de las actividades asociadas a la corte y reconexión de suministros, se efectuó la asignación de los costos indirectos de personal, materiales y servicios contratados, en forma proporcional a los correspondientes costos directos para esos rubros, referidos al total de los costos directos de todas las actividades que realiza la Empresa Modelo.

Los resultados obtenidos se presentan en la siguiente tabla.

	Personal Propio	Materiales	Servicios	Otros	Total
Corte y Reconexión [m\$/año]	1,528,459	210,505	7,380,550	1,782,520	10,902,034

Tabla 31: Costos anuales de las actividades de corte/suspensión y reconexión/rehabilitación del servicio

Sólo una parte de estos costos es factible recuperarlos por la aplicación de la tarifa del servicio específico aceptando un aumento de 30% en todas las categorías, el resto de los costos debería formar parte del Valor Agregado de Distribución. A continuación, se presentan los costos de cortes y reconexión desagregados por los que forman parte del VAD y los que no:

	Personal Propio	Materiales	Servicios	Otros	Total
Cortes y reconexión VAD [m\$/año]	307,481	42,347	1,484,748	358,590	2,193,167
Cortes y reconexión NO a VAD [m\$/año]	1,220,979	168,158	5,895,801	1,423,929	8,708,867

Tabla 32: Desagregado de los costos anuales de las actividades de cortes y reconexión del servicio

Como se mencionó previamente, esto bajo la hipótesis que se acepta un incremento tarifario en la tarifa del servicio de corte y reconexión del 30% para todos los usuarios. Teniendo en cuenta ese aumento, se debería pasar el 18% de los costos de cortes y reconexión a VAD.



#### 4.3.2 Costos Conexiones

Estos costos, al igual que los mencionados en el apartado anterior, se calcularon sobre la base de la cantidad de actividades típicas para el mercado atendido en el año base, se determinaron los costos directos correspondientes a estas actividades.

Una vez determinados los costos directos de las actividades asociadas a la Conexión de nuevos suministros, se efectuó la asignación de los costos indirectos de personal, materiales y servicios contratados, en forma proporcional a los correspondientes costos directos para esos rubros, referidos al total de los costos directos de todas las actividades que realiza la Empresa Modelo.

Los costos obtenidos son los que se presentan en la siguiente tabla:

	Personal Propio	Materiales	Servicios	Otros	Total
Conexiones [m\$/año]	569,488	7,235	388,217	188,609	1,153,549

Tabla 33: Costos anuales de la actividad de Conexión de Nuevos Suministros

No se trasladan costos de conexiones al VAD.

## 5. Optimización de los costos indirectos de administración

Si bien las actividades directas de la empresa distribuidora corresponden a la operación y mantenimiento de las instalaciones necesarias para prestar el servicio eléctrico y la atención comercial a los usuarios, la facturación y la cobranza del servicio prestado (actividades comerciales), para poder realizar las mismas se requieren actividades de administración y apoyo que permiten que la empresa cumpla con los requerimientos financieros, legales y de resguardo para operar con continuidad en el marco jurídico impuesto por la normativa legal del país.

Estos procesos que posibilitan las actividades principales interactuando con ellas, pero sin formar parte de las mismas, generan los Costos Indirectos de la Empresa Modelo.

### 5.1 Análisis de las actividades básicas de administración o apoyo

Las actividades correspondientes son las clásicas que hacen a la existencia jurídica de una empresa, y son similares a las que existen en cualquier tipo de compañía para permitirle desenvolverse en el medio sociocultural, relacionarse con las autoridades gubernamentales, y finalmente, le dan viabilidad económica y financiera.

En este caso se identificaron los procesos típicos con sus correspondientes actividades principales, los que se presentan en el cuadro siguiente.

Proceso	Actividades
Gerencia general	Dirección, estrategia y control
Auditoria interna	Auditoria interna Compliance
Legales	Prevención Jurídica Representación Legal Defensa en litigios
Relaciones Públicas	Relaciones con la Comunidad Relaciones con las Autoridades Imagen
Finanzas	Contabilidad Manejo del Dinero Cancelación de Obligaciones Gestión del Financiamiento Registros Contables Análisis Impositivos Control de Ingresos y Egresos
Recursos Humanos	Selección y Capacitación de Personal Liquidación haberes Administración de Personal Seguridad de Bienes y Personas

Tabla 34: Actividades de apoyo

Las funciones de apoyo se inscriben dentro la mano de obra indirecta. Hay dos tipos de funciones de apoyo, por un lado, aquellas que, perteneciendo a la estructura técnica o comercial, no participan directamente en la ejecución de las labores de explotación, estando su accionar centrado en actividades tales como supervisión, planeamiento, laboratorio, administración, etc. Y por otro lado cualquiera de las funciones pertenecientes a las llamadas estructuras de Apoyo o Staff como, Finanzas, Administración, Legales, etc.

El personal que se determina de esta manera se incluye dentro del organigrama establecido para las áreas de apoyo, cubriendo los diferentes puestos operativos, de jefatura y gerencial.

## 5.2 Resultados

El costo de costos indirectos está compuesto por el personal de la estructura de apoyo y los gastos generales asignados a ella.

Al conjunto de gastos de carácter administrativo que no participan directamente en el proceso de producción pero que son indispensables para el funcionamiento general de la empresa se los denomina **Gastos Generales**. Los mismos además de ser accesorios al proceso productivo tienen la característica de redistribuirse entre las actividades productivas.

Total Costos Normalizados de Apoyo	Costo, valor de operación en pesos						
	Unidad	Unidad	Unidad	Unidad	Unidad	Unidad	Unidad
Gerencia General	[kARS/año]	419,928	447,058	5,798	0	291,813	1,164,597
Gerencia de auditoría interna	[kARS/año]	501,116	645,751	5,798	0	385,390	1,538,055
Relaciones institucionales	[kARS/año]	81,128	447,058	5,798	0	178,556	712,601
Gerencia de asuntos jurídicos	[kARS/año]	225,826	1,043,136	5,798	0	426,213	1,700,973
Gerencia de Administración y Finanzas	[kARS/año]	1,164,608	1,689,269	5,798	0	950,125	3,815,800
Gerencia de Personal	[kARS/año]	1,565,798	1,440,521	5,798	0	1,007,428	4,020,544
<b>TOTAL</b>	[kARS/año]	<b>3,959,405</b>	<b>5,712,792</b>	<b>34,788</b>	<b>0</b>	<b>3,245,524</b>	<b>12,952,569</b>

Tabla 35: Costos totales de estructura de apoyo

### 5.2.1 Gastos generales

Los rubros de gastos y los ítems que componen este tipo de erogaciones son muy variables. Aunque existe un consenso sobre el concepto, el criterio de imputación no es unánime y varía de acuerdo con los criterios de registro adoptados por las diferentes empresas. El cálculo detallado de los mismos se introduce en el anexo B, punto 6.6.

Los gastos generales asignados al área de apoyo de la empresa tienen la misma clasificación que los gastos generales de la gerencia técnica y comercial.

Gastos de oficina	Unidad	Costo anual
Mantenimiento de equipos y muebles	[kARS/año]	141.135,8
Papelería y Útiles de Oficina	[kARS/año]	48.854,7
Tareas administrativas	[kARS/año]	141.135,8
Correo	[kARS/año]	10.856,6
Servicios Públicos	[kARS/año]	54.283,0
Varios de Administración	[kARS/año]	108.566,0
<b>Total</b>	[kARS/año]	<b>504.832,0</b>
Edificios	Unidad	Costo anual
Alquiler de Oficinas más Expensas	[kARS/año]	0,0
Alquiler de Talleres más Expensas	[kARS/año]	0,0
Limpieza y Mantenimiento de Edificios	[kARS/año]	24.501,4
Limpieza y Mantenimiento de Talleres	[kARS/año]	0,0
Vigilancia	[kARS/año]	67.763,8
<b>Total</b>	[kARS/año]	<b>92.265,2</b>
Seguros	Unidad	Costo anual
Seguros	[kARS/año]	189.600,0
Seguro de Edificios	[kARS/año]	0,0
<b>Total</b>	[kARS/año]	<b>189.600,0</b>

5. Optimización de los costos indirectos de administración



Capacitación	unidad	costo anual
Capacitación	[kARS/año]	11.644,9
Total	[kARS/año]	11.644,9
Viáticos y reembolso de gastos	unidad	costo anual
Reembolzo de Gastos de Movilidad	[kARS/año]	103.473,1
Refrescos, comidas y alojamiento	[kARS/año]	134.802,4
Total	[kARS/año]	238.275,5
Relaciones institucionales	unidad	costo anual
Afilaciones	[kARS/año]	37.284,1
Comunicación e Imagen	[kARS/año]	603.667,9
Total	[kARS/año]	640.952,1
Impuestos	unidad	costo anual
Impuestos	[kARS/año]	0,0
Compensación QoS	unidad	costo anual
Compensación QoS	[kARS/año]	0,0
Artefactos dañados	[kARS/año]	0,0
Total	[kARS/año]	0,0
Comunicaciones	unidad	costo anual
Telefonía y Transmisión de datos.	[kARS/año]	0,0
Comunicaciones móviles.	[kARS/año]	11.773,9
Total	[kARS/año]	11.773,9
Otros	unidad	costo anual
Honorarios	[kARS/año]	700.258,5
Aportes a organismos de regulación	[kARS/año]	0,0
Deudores incobrables	[kARS/año]	0,0
Total	[kARS/año]	700.258,5
Informática	unidad	costo anual
Computadores Personales	[kARS/año]	0,0
Licencias de Aplicaciones Críticas	[kARS/año]	625.184,3
Servicio de Informática	[kARS/año]	230.738,1
Total	[kARS/año]	855.922,4
Total de Gastos Generales	unidad	costo anual
Total	[kARS/año]	3.245.524,4

Tabla 36: Gastos generales correspondiente al área de apoyo

## 5.2.2 Redistribución de los gastos generales aplicables a la explotación

Los gastos determinados mediante la metodología presentada distinguen tres rubros de asignación:

- Gastos Generales de actividades de Apoyo
- Gastos Generales de actividades de Explotación Técnica
- Gastos Generales de actividades de Explotación Comercial

Los valores recopilados para la empresa de referencia se encuentran discriminados en las actividades anteriores y el monto asignable a cada uno de ellos es identificable facilitando la determinación del porcentaje de redistribución.

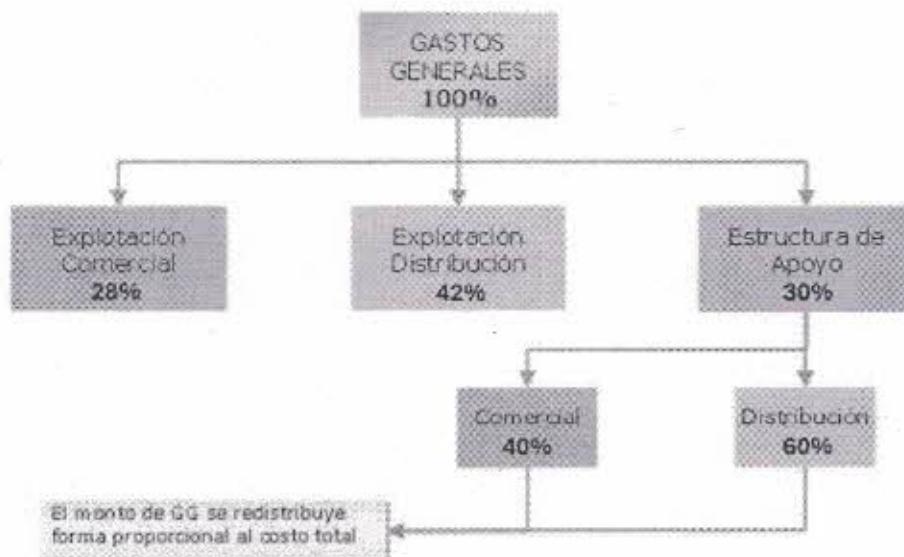


Figura 8: Redistribución de Gastos Generales

Los valores determinados para cada una de las actividades de explotación se identifican con las mismas y por consiguiente son asignables directamente, pero aquellos correspondientes a las actividades de Apoyo deben ser reasignados a las de Explotación.

Para realizar esta reasignación se asumió que este tipo de gastos eran proporcionales a los costos totales (personal, materiales y servicios), y consecuentemente se los redistribuyó en esa proporción por las actividades de explotación (comercial y distribución) y las empresas controladas por la Gerencia General pero cuyo costo no participa en la determinación del VAD.

## 6. Determinación de VNR no eléctrico

El dimensionamiento de las instalaciones no eléctricas estuvo directamente vinculado con los criterios adoptados en el diseño de la organización y los recursos correspondientes a la Empresa Modelo.

Esta empresa se ha considerado con terrenos, edificios (con sus correspondientes instalaciones y mobiliario) y parte de los vehículos necesarios para su funcionamiento propios, y arrendando parte de los vehículos requeridos.

Además, de acuerdo al criterio adoptado durante el diseño de la Empresa Modelo, se han considerado como contratadas las instalaciones y equipos de informática como también algunos de las comunicaciones necesarias, pero no el software corporativo (sistemas comercial, técnico y administrativo) que se asume como propiedad de la empresa. Los equipos e instalaciones de comunicación de voz y datos también se consideran como parte de la Empresa Modelo.

Finalmente se han tomado en cuenta las herramientas, los equipos y los instrumentos requeridos para la ejecución de las tareas de campo y laboratorio como así también los equipos de radio del personal de campo.

Para el dimensionamiento y la valorización de los elementos considerados de propiedad de la empresa se han tomado en cuenta ratios típicos globales que vinculan los distintos ítems con cost drivers característicos de las empresas distribuidoras como son la cantidad de empleados, la cantidad de clientes, etc.

El resultado obtenido se presenta en la Tabla siguiente.

VNR NO eléctrico	Unidad	Valor VNR
Vehículos	[kARS]	5.376.639
Terrenos	[kARS]	3.519.011
Edificios	[kARS]	39.388.571
Equipamientos y muebles	[kARS]	917.811
Indumentaria y herramientas	[kARS]	293.597
Equipos de medición y control	[kARS]	586.070
Equipamiento informático	[kARS]	471.294
Software	[kARS]	1.637.386
Equipo de comunicación	[kARS]	8.393.189
<b>Total</b>	[kARS]	<b>60.583.567</b>

Tabla 37: Determinación del VNR no eléctrico

A continuación, se detallan los criterios de dimensionamiento y valorización de los distintos componentes del VNR no eléctrico de la empresa modelo.

### 6.1 Vehículos y transporte de carga propios

El requerimiento de vehículos livianos y camionetas se determinó considerando los siguientes criterios:

- 1 automóvil Sedan para cada gerente
- 1 camioneta para los puestos claves que requieren movilidad
- Utilitarios livianos, camionetas, camiones y grúas según los requerimientos de las cuadrillas de OyM conformadas por personal propio

Las cantidades y costos unitarios considerados, tomando en cuenta los criterios expuestos y los precios de mercado de diciembre de 2024 se presentan en las siguientes tablas.



Tipo	Cantidad
Sedan	9
Pick-up	30
Camión	5
Hidro	6
Grua 8/15t	11
Especial	5
Utilitario	25
Total	91

Tabla 38: Cantidad de transporte y carga

Los costos unitarios considerados a diciembre 2024 son los siguientes.

Valor Unitario Vehículos	unidad	Valor
Sedan	[ARS]	26.521.900
Pick-up	[ARS]	85.651.593
Camión	[ARS]	60.203.000
Hidro	[ARS]	31.808.400
Grua 8/15t	[ARS]	61.496.240
Especial	[ARS]	75.253.750
Utilitario	[ARS]	40.952.036

Tabla 39: Costo unitarios vehículos

## 6.2 Edificios y terrenos

Para el dimensionamiento de los edificios requeridos por la empresa modelo se han considerado superficies típicas requeridas por empleado u operario (superficie total incluyendo espacios comunes, circulaciones, etc.), las que, multiplicadas por el número de empleados y operarios de la Empresa Modelo, considerando la dotación propia y tercerizada, determinan los espacios de edificios requeridos, según se muestra en la tabla siguiente

Superficies	unidad	Técnica		Comercial		Apoyo	TOTAL
		Oficinas	Depósitos	Oficinas	Depósitos		
Superficie oficinas	m <sup>2</sup>	930	4.850	930	0	6.710	
Superficie depósitos	m <sup>2</sup>	15.038	2.095	0	0	17.133	
Superficie terreno subestaciones	m <sup>2</sup>	12.400				12.400	
Espacio para Oficinas		O&M		Comercial		Corporativa	
		Oficinas	Depósitos	Oficinas	Depósitos	Oficinas	
		[m <sup>2</sup> /persona]					
Ratio		15,00	35,00	25,00	35,00	15,00	
% Oficinas Rurales	[ % ]	50%					
% Depósitos Rurales	[ % ]	30%					
% estaciones MT/BT Cámara Rurales	[ % ]	30%					
Espacio para Subestaciones	unidad						
Superficie terreno EETT MT/MT	m <sup>2</sup>			100			
Superficie terreno cámara a nivel	m <sup>2</sup>			60			

Tabla 40: Superficies de edificios requeridas



Las hipótesis para dimensionar las estaciones transformadoras se listan a continuación:

- Se valorizan los terrenos del:
  - 100% de las SE MT/MT,
  - 100% de SET MT/BT cámara a nivel
  - 0% de las SET MT/BT subterráneas
- Las superficies consideradas fueron 100m2 para las SE MT/MT y 60m2 para las SET MT/BT.

Los costos unitarios de terrenos y de construcción de edificios adoptados son los correspondientes al mercado de Tucumán para el mes de diciembre de 2024 (fuente: LEARISK), y se presentan en la Tabla 6.3.

Valor Unitario Construcción y Terrenos	unidad	Urbano	Rural
Construcción Oficinas	[ARS/m <sup>2</sup> ]	2.457.740	2.089.079
Construcción Depósitos	[ARS/m <sup>2</sup> ]	1.474.985	1.253.737
Terrenos	[ARS/m <sup>2</sup> ]	106.028	79.521

Tabla 41: Costos unitarios de terrenos y edificios

### 6.3 Equipos muebles y oficinas

Se consideran todas las instalaciones, mobiliarios y útiles que son requeridos para el funcionamiento de las oficinas, aparte de la edificación.

Área	unidad	Técnica	Comercial	Apoyo	TOTAL
Superficie oficinas [m <sup>2</sup> ]	m <sup>2</sup>	930	4.850	930	6.710
Superficie depósitos [m <sup>2</sup> ]	m <sup>2</sup>	15.038	2.095	0	17.133

Tabla 42: Superficie de oficinas empresa modelo

Para este rubro la información comparativa está expresada en un monto de inversión por superficie unitaria tanto para oficinas, como para almacenes o bodegas. Los valores típicos utilizados se presentan en la siguiente tabla.

Valor Unitario equipamiento y muebles	unidad	Valor
Muebles	[ARS/m <sup>2</sup> ]	26.500
Equipos y útiles	[ARS/m <sup>2</sup> ]	13.250
Seguridad	[ARS/m <sup>2</sup> ]	9.250
Acondicion. Ambiente	[ARS/m <sup>2</sup> ]	8.500
Total	[ARS/m <sup>2</sup> ]	57.500

Tabla 43: Costos unitarios de muebles y equipos de oficina

### 6.4 Indumentaria y herramientas

A continuación, se resumen los valores físicos y económicos de indumentaria y herramientas para dotación propia de la empresa modelo.

Concepto	unidad	Técnica	Comercial
Dotación [ # ]	#	144	133

Tabla 44: Cantidad de empleados que requieren indumentaria y herramientas



Valor Unitario Indumentaria y herramientas	unidad	Valor
Set de herramientas personales	[ARS/#]	155.655
Equipo de protección personal	[ARS/#]	356.520
Ropa de trabajo	[ARS/#]	547.743
Total	[ARS/#]	<b>1.059.918</b>

Tabla 45: Costos unitarios para indumentarias y herramientas

## 6.5 Equipos de medición y control

Estos elementos consideran los equipos de medición requeridos para la campaña de medición de calidad de producto. El cálculo se realiza en base a la cantidad de mediciones mensuales requeridas por mes.

Concepto	unidad	Técnica
Equipos medición calidad [ # ]	#	737

Tabla 46: Cantidad de equipos de medición

El valor unitario considera se detalla a continuación.

Valor Unitario medición	unidad	Valor
Equipos de medición calidad	[ARS/#]	795.210

Tabla 47: Costo unitario equipo de medición

## 6.6 Equipos e instalaciones de comunicación

En este rubro se integran todos los equipos e instalaciones para las comunicaciones de la empresa, tanto fijas como móviles, y ya sea de voz o de datos.

Este ítem es de fundamental importancia para una empresa de servicios públicos masivos, como una distribuidora de electricidad, que debe operar cubriendo un área de concesión muy extensa con actividades técnicas y comerciales en forma continua.

En este caso, dada la variedad de elementos que intervienen se han determinado las cantidades y costos correspondientes a dos grandes grupos: los equipos e instalaciones de comunicación de datos y los equipos de comunicación personal (radios, celulares, teléfonos, etc.).

Para los equipos e instalaciones de comunicación de datos se han considerado cantidades típicas por tipo de oficina.

Por su parte la cantidad de equipos de comunicación personal se ha determinado según los siguientes criterios para cada uno de ellos:

- Equipos de radio móviles: 1 cada empleado de terreno
- Equipos iPhone: 1 para cada gerente
- Teléfonos celulares: 1 para cada empleado entre nivel 3 y 7, además 1 teléfono adicional cada 5 empleados
- Teléfonos fijos: 1 para cada empleado en oficinas

La cantidad resultante se detalla en la siguiente tabla.

## 6. Determinación de VNR no eléctrico



# de equipamiento informático	unidad	PC Empleados	PC Operarios	Impresoras
Técnica	#	62	142	15
Comercial	#	194	20	8
Apoyo	#	62	0	2
Total	#	318	162	25
<hr/>				
# de equipamiento	unidad	Total		
UPS y baterías	[#]	32		
Centrales TE	[#]	32		
Routers, switches y otros equipos	[#]	3.390		
Equipos de radio móviles	[#]	155		
Iphone	[#]	9		
Celulares	[#]	237		
Teléfonos, modem y fax	[#]	789		
RED WAN	[#]	1		
SCADA LMT (equipos c/rep y soft)	[#]	134		
SCADA ER	[#]	48		
SCADA CÁMARAS	[#]	216		
SCADA CIRCUITORES (PIA)	[#]	605		

Tabla 48: Cantidad de equipos en instalaciones de comunicación y equipamiento informático

Los costos unitarios promedio de mercado considerados para cada uno de los distintos equipos de comunicación de datos y personales se presentan en la tabla siguiente.

Valor Unitario equipamiento y muebles	unidad	Valor
UPS y baterías	[ARS/#]	2.279.602
Centrales TE	[ARS/#]	4.516.793
Routers, switches y otros equipos	[ARS/#]	84.822
Equipos de radio móviles	[ARS/#]	1.357.158
Iphone	[ARS/#]	1.420.775
Celulares	[ARS/#]	265.070
Teléfonos, modem y fax	[ARS/#]	84.822
RED WAN	[ARS/#]	5.937.568
SCADA LMT (equipos c/rep y soft)	[ARS/#]	5.831.540
SCADA ER	[ARS/#]	43.683.536
SCADA CÁMARAS	[ARS/#]	9.171.422
SCADA CIRCUITORES (PIA)	[ARS/#]	4.257.024

Tabla 49: Valor unitario de equipos e instalaciones de comunicación

## 6.7 Software corporativo

Si bien se consideró tercerizado el servicio informático, incluyendo la provisión y mantenimiento de los equipos y el software de las computadoras personales, la adquisición de las licencias y el costo de implementación del software corporativo comercial (sistema de gestión de clientes y facturación), técnico (GIS, software de estudios de red, software de mantenimiento) y administrativo (ERP) se consideró propiedad de la empresa distribuidora. Los costos unitarios típicos para empresas de la región considerados se presentan en la a continuación.

6. Determinación de VNR no eléctrico

BA



SAP Cotización	unidad	Valor USD
Licencias de SAP	[US\$]	57
Implementación	[US\$]	185.250
Total	[US\$]	185.250
Sistema Comercial	unidad	Valor USD
Hard	[US\$]	137.500
Licencia	[US\$]	247.744
Implementación	[US\$]	123.872
Total	[US\$]	509.116
GIS	unidad	Valor USD
Estaciones de trabajo en Ingeniería	[US\$]	5
Hard	[US\$]	11.150
Licencias	[US\$]	203.362
Desarrollo	[año]	33.454
Total	[US\$]	247.966
SCADA	unidad	Valor USD
Subestaciones AT/MT	#	
Hard	[US\$]	63.090
Licencias	[US\$]	538.874
Total	[US\$]	601.964
VNR NO Eléctrico Software	unidad	costo TOTAL
Total	[kARS/año]	1.637.385,7

Tabla 50: Valor software corporativo incorporado al VNR NO eléctrico

## 7. Costos del capital de trabajo y de incobrables

Los Costos del Capital de Trabajo y de Incobrables se refieren al costo del financiamiento del monto de dinero que es necesario mantener en caja para poder cubrir el perfil típico de erogaciones de la empresa durante un año típico de operación, y el costo asociado a las ventas de energía facturadas y que no pudieron cobrarse. A continuación, se presentan los criterios aplicadas para determinar estos costos.

### 7.1 Determinación del costo del capital de trabajo (CCT)

El Costo del Capital de Trabajo se ha calculado como el costo financiero requerido para cubrir el desfase entre la cobranza de la facturación de energía y los pagos por compras de energía y otros gastos operativos durante el primer año de operación de la empresa distribuidora.

El costo anual del capital de trabajo total calculado para la Empresa Modelo resulta en un monto de 6.902.473 miles de \$ anuales.

Para efectuar este cálculo se utilizó un modelo que simula la operación típica de una empresa distribuidora en el primer año de funcionamiento de la misma, considerando que comienza a suministrar energía el día 1 de enero.

Se han considerado las siguientes hipótesis para el modelado y la estimación del capital de trabajo diario requerido durante el primer año de operación:

- Se determina el flujo diario de ingresos y egresos desde el 1 enero hasta el 31 diciembre
- El Capital de Trabajo diario es el saldo negativo de caja
- Los intereses diarios se actualizan al 31 de diciembre

A continuación, se describen los criterios y datos que se utilizarán en el modelo para determinar el flujo de ingresos y egresos diarios de la distribuidora en el hipotético primer año de operación de la misma.

#### 7.1.1 Criterios de cálculo

A continuación, se lista los criterios de cálculos para determinar el costo de capital de trabajo.

##### A. FLUJO DE INGRESOS

Los criterios e hipótesis considerados en el modelo son los siguientes:

- Se toman en cuenta los Ingresos totales por facturación de energía calculados para el año 2024 a partir de la información financiera y de la Empresa Modelo
- Se considera que se leen los medidores, se factura y se cobra todos los días hábiles del año, el mismo monto cada día (distribución lineal para todos los días hábiles).
- Se determina la cantidad de planes de facturación de manera que los clientes con facturación mensual reciben y pagan 1 factura por mes y se considera que los clientes con facturación bimestral reciben y pagan dos facturas bimestralmente: una con vencimiento al primer mes y otra con vencimiento al mes siguiente.
- Se considera que la cobranza de cada plan se efectúa en el mismo plazo promedio de lectura-cobranza cada día hábil del año, suponiendo la cobranza de todo el monto facturado en ese plazo medio.
- Durante el primer mes de inicio de las operaciones se modela que el consumo de energía leído, facturado y cobrado en cada plan es creciente comenzando por 1 día, y siguiendo por 2, 3, etc. hasta completar los 30 días al finalizar el primer mes o los 60 días al finalizar el primer bimestre, según los clientes sean mensuales o bimestrales.



## B. FLUJO DE EGRESOS

Los criterios e hipótesis consideradas para modelar el flujo de egresos de la distribuidora son los siguientes:

- Al inicio de las operaciones, el 1 de enero, se consideran los egresos para constitución del stock de materiales de explotación y para el fondo fijo (caja + bancos)
- El monto del stock de materiales se estima como 3 meses del consumo anual. El fondo fijo se estima equivalente a 1 día de facturación.
- Se consideran todos los egresos de la compañía, incluyendo compras de energía, gastos de explotación, pago de tributo e impuestos, anticipo de pago de impuesto a la renta. El IVA se incluye cuando corresponde.
- Los egresos mensuales se estiman dividiendo los egresos anuales por 13.
- Los egresos se clasifican y agrupan según las fechas típicas de pago, en relación al mes de ejecución del egreso, y se ubican en esas fechas para todos los meses.

## C. TASA DE INTERÉS

Se ha considerado para calcular el costo del capital de trabajo una tasa anual del 14,2% REAL 2024, o sea una tasa de interés diario del 0,037%.

### 7.1.2 Cálculo del Costo del Capital de Trabajo

El capital de trabajo diario se determina como el saldo negativo de caja.

El costo del capital de trabajo se obtiene aplicando el interés diario al capital de trabajo diario, y efectuando el valor presente neto del flujo de intereses, actualizados al final del año de análisis (31 de diciembre).

## A. DATOS UTILIZADOS

La información sobre monto anual de inversiones, monto anual de compras de energía, monto anual de depreciaciones y amortizaciones, corresponde a la operación real de EDET S.A. durante el año 2024. Los costos de explotación surgen de los resultados de la Empresa Modelo, mientras que los ingresos por facturación y las utilidades se han calculado a partir de los valores reales del año 2024. A su vez se han considerado un monto total de inversiones considerado de 23 mil millones de pesos entre materiales y servicios.

Los valores adoptados se presentan en las siguientes tablas.

### DATOS

WACCraí (real antes de impuestos) - Endeudamiento + Equity	14,2%	
Tasa REAL	0,037%	diaria
Tasa promedio del IVA en las compras de energía	21,0%	
Tasa promedio del IVA en los pagos de servicios y materiales	21,0%	
Tasa promedio del IVA en la venta de energía a clientes residenciales y AP	21,0%	
Tasa promedio del IVA en la venta de energía a clientes generales	33,8%	
Tasa promedio del IVA en la venta de energía a clientes no residenciales	27,0%	

Tabla 51: Datos de tasa de interés y de alícuotas del IVA consideradas

### CALCULO DE INGRESOS

Monto total anual facturado - facturación bimestral	con IVA	106.438.326.242 \$
Monto total anual facturado - facturación mensual	con IVA	185.466.241.415 \$

Tabla 52: Datos de montos de ingresos y egresos anuales

Los montos y fechas considerados para la determinación del cronograma de ingresos de la Empresa Modelo se presentan en la Tabla 7.3 siguiente.



Facturación T1 R bimestral sin IVA	monto anual	65.171.312.100	\$ / año
Facturación T1 G bimestral sin IVA	monto anual	22.245.420.068	\$ / año
Facturación T1 R mensual + Alumbrado Público sin IVA	monto anual	47.102.867.831	\$ / año
Facturación T1 G mensual sin IVA	monto anual	8.150.519.457	\$ / año
Resto de facturación mensual sin IVA	monto anual	95.555.493.623	\$ / año
Incobrables	monto anual	7.215.883.512	
Compras de Energía sin IVA	monto anual	131.448.410.644	\$ / año
 Costo de Personal Propio (Explotación)	monto anual	42.617.391.610	\$ / año
Costo Total de Personal (Salarios)	monto anual	42.617.391.610	\$ / año
Monto promedio de cargas sociales como % del Costo Salarial		37,4%	
 Monto de Materiales (Explotación)	monto anual	2.511.564.962	\$ / año
Monto de Materiales (Inversiones)	monto anual	17.050.674.562	\$ / año
Monto de Servicios (Explotación)	monto anual	77.718.271.007	\$ / año
Monto de Servicios (Inversiones)	monto anual	6.116.386.376	\$ / año
 Otros Gastos, Tributos e Impuestos (Excepto IVA)	monto anual	5.953.103.898	\$ / año
Depreciaciones	monto anual	19.428.787.343	\$ / año
 EBITDA	monto anual	-29.239.012.556	\$ / año
Resultado antes de impuestos	monto anual	-48.667.799.898	\$ / año
 Facturación total sin IVA	monto anual	238.225.613.078	\$ / año
IVA ventas	monto anual	59.636.190.653	\$ / año
Facturación total con IVA	monto anual	290.645.920.219	\$ / año
 Compras de energía sin IVA	monto anual	131.448.410.644	\$ / año
Materiales sin IVA	monto anual	19.562.239.525	\$ / año
Servicios sin IVA	monto anual	83.834.657.383	\$ / año
Otros Gastos sin IVA	monto anual	5.953.103.898	\$ / año
IVA compras	monto anual	50.567.666.404	\$ / año
 Pago neto del IVA	monto anual	9.068.524.249	\$ / año

Tabla 53: Datos para la determinación del cronograma de ingresos

Finalmente, en lo que respecta a la determinación del cronograma de egresos se han considerado los datos que se presentan en la Tabla 7.4.

<b>EGRESOS</b>		<b>Anuales</b> [\$ / año ]	<b>Mensuales</b> [\$ / mes ]
<b>COMPRAS DE ENERGIA</b>			
Día 9 del mes <b>n+2</b>	Compras de Energía a CAMMESA	159.052.576.879	13.254.381.407
<b>COSTOS DE PERSONAL</b>			
Último día hábil de cada mes <b>n</b>	P - Salarios	26.678.487.148	2.223.207.262
10 días del mes <b>n+1</b>	CS - Cargas Sociales	15.938.904.462	1.328.242.039
<b>CARGOS E IMPUESTOS</b>			
17 días del mes siguiente <b>n+1</b>	C/I - IVA	9.068.524.249	755.710.354
1 día del mes <b>n+2</b>	OT - Otros gastos y tributos	7.203.255.716	600.271.310
<b>MATERIALES Y SERVICIOS</b>			
1 día del mes <b>n+2</b>	M/S - Materiales y Servicios Exp/Inv	125.110.245.258	10.425.853.772
<b>STOCK Y FONDO FIJO - 1º dia del año</b>			
Stock de Materiales - 3 meses del consumo anual	Stock de Materiales	5.917.577.456	
Fondo Fijo (caja+bancos) - 1 dia de facturación	Fondo Fijo	744.844.343	

Tabla 54: Datos para la determinación del cronograma de egresos



### 7.1.3 Evolución del Capital de Trabajo

En el Gráfico que sigue se presenta la evolución anual del flujo de ingresos y egresos y del capital de trabajo modelados de acuerdo con los criterios y los datos adoptados.

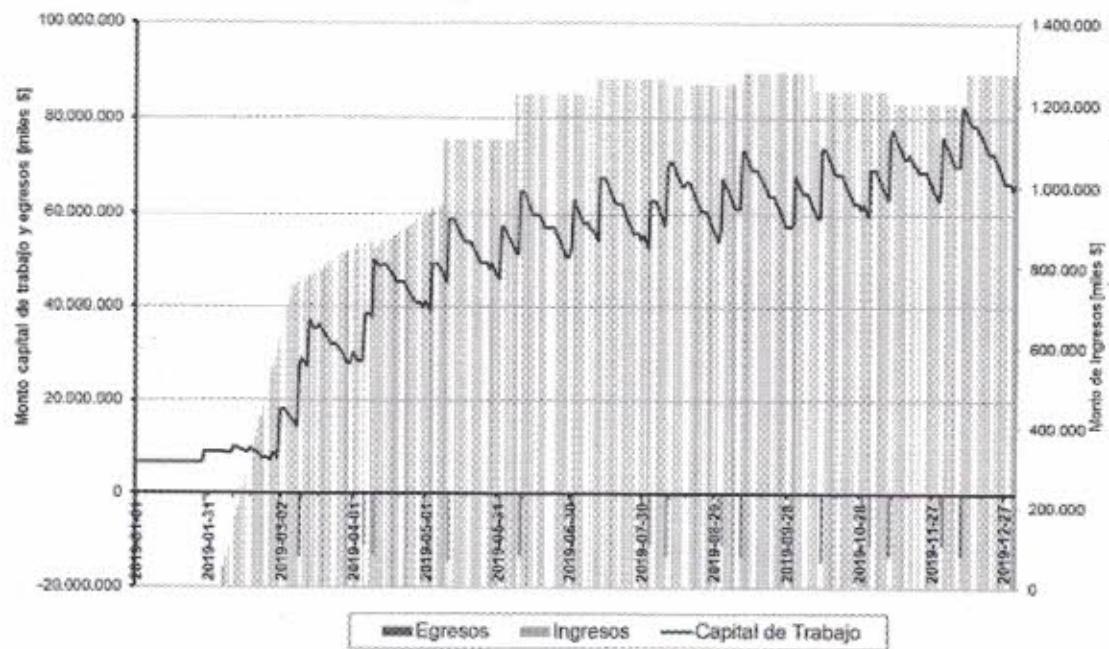
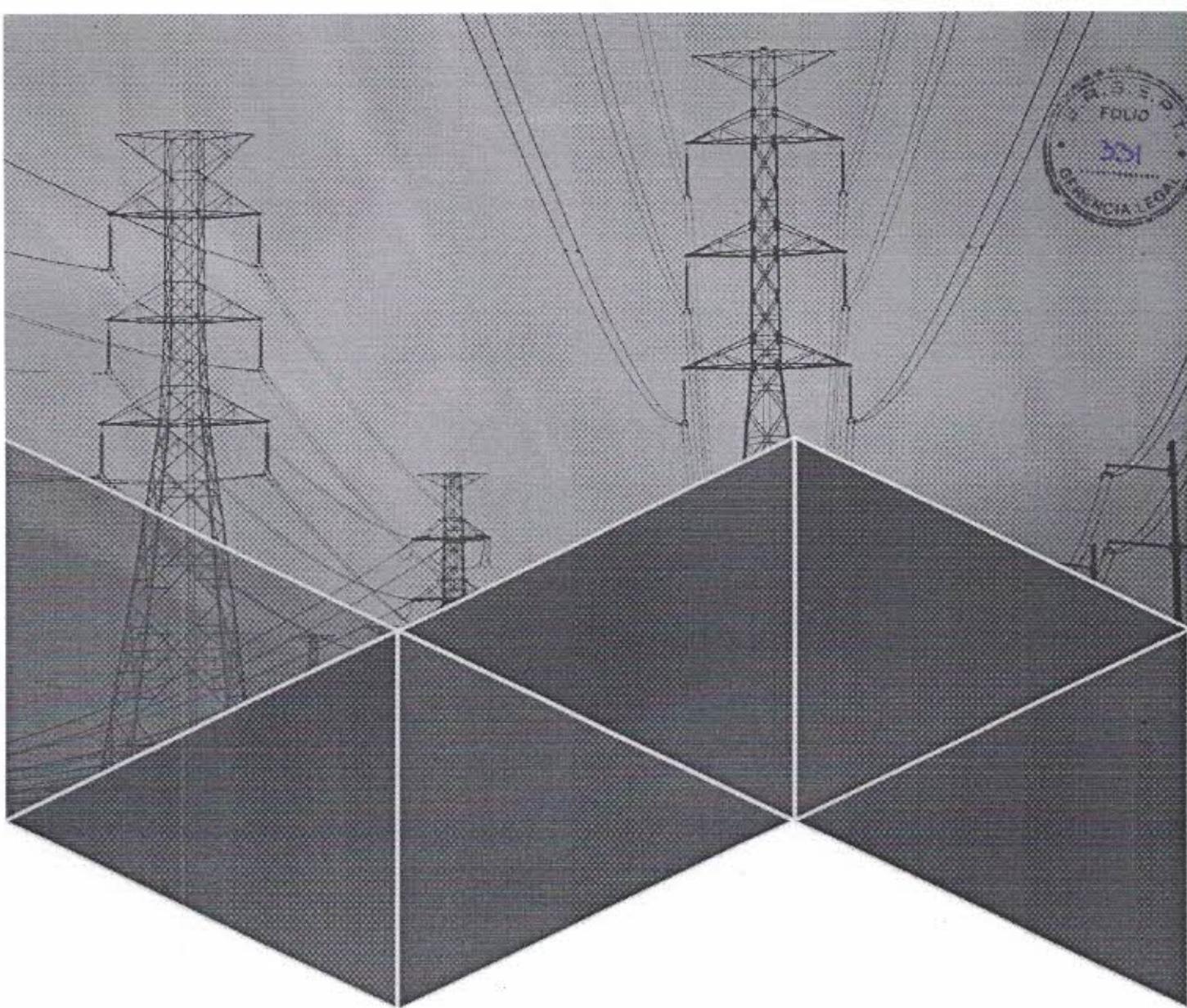


Figura 9: Evolución anual del flujo de ingresos y egresos de la empresa modelo

Considerando el costo de financiación del Capital de Trabajo diario determinado (línea azul del gráfico), y acumulando esos intereses diarios actualizados al 31 de diciembre, se obtiene el costo financiero total anual, que asciende a los 6.738.097 miles de pesos de diciembre de 2024.



## Anexos

## ***ANEXO A: Criterios para el diseño de la organización***

En este Anexo se describen los principios teóricos que se aplicaron para el diseño de una organización modelo responsable por el servicio de distribución sobre unas instalaciones asignadas. Entendiendo por organización el de una estructura formal de distribución de roles con el objetivo de proporcionar un ambiente en el cual el desempeño individual, tanto presente como futuro, contribuya con la máxima eficacia posible a las metas del grupo.

### **A.1 EMPRESA MODELO**

Se define la Empresa Modelo o Empresa de Referencia como una empresa diseñada específicamente para prestar el servicio eléctrico de distribución en la misma área geográfica bajo los mismos parámetros ambientales y económicos con que se desenvuelve la empresa titular de la concesión.

Este enfoque pretende simular las condiciones que enfrentaría un competidor entrante en el mercado en el que opera la empresa real a cargo del servicio eléctrico de que se trate y que está prestando el mismo cumpliendo las condiciones de calidad de servicio. El nuevo competidor está obligado a cumplir con todos los procesos y actividades requeridos para prestar el servicio que comprende a la operación y mantención de las instalaciones de infraestructura, gestión técnico-comercial de los clientes y las actividades de dirección y administración inherentes a toda organización empresarial. Con esa finalidad deberá obtener los servicios, recursos materiales y humanos que se necesiten para cumplir con eficacia esos procesos y actividades accediendo a los diferentes mercados representativos con las condiciones reales que tiene el concesionario con el que debe competir.

El concepto expuesto permite concluir que el proceso de construcción de la empresa modelo no se realiza como una reingeniería de los procesos y actividades que componen las empresas reales que prestan servicio mediante las instalaciones del sistema de distribución. En realidad, se trata de un enfoque metodológico no invasivo o intrusivo ya que no considera la forma en que están siendo administradas las empresas reales pues ese gerenciamiento es responsabilidad exclusiva de las mismas.

En el presente trabajo la Empresa Modelo es una empresa virtual diseñada para prestar servicio de distribución al mercado atendido por la distribuidora real, mediante las instalaciones adaptadas para tal efecto y que desde el punto de vista de la organización satisface las siguientes premisas:

- Cumple con el marco legal, reglamentario y normativo vigente, en especial los estándares de calidad de servicio.
- Tiene los mismos clientes y consumos, restricciones geográficas y demográficas que el área donde se presta el servicio.
- Está concebida como una organización eficientemente dimensionada apoyada en una moderna tecnología que optimiza los costos de explotación.

Dentro de estas premisas la estructura orgánica de una empresa de distribución eléctrica tiene pocas variantes ya que por definición se trata de un monopolio natural, y como tal está definido y regulado por la autoridad de aplicación, y en consecuencia sus límites de acción están acotados, y sus funciones básicas definidas y controladas.

No obstante, dentro de los límites impuestos, las organizaciones pueden desarrollarse con distintos grados de eficiencia y la empresa modelo propone definir una estructura que teniendo en cuenta la geografía, densidad de demanda y restricciones de calidad de servicio presente un funcionamiento optimizado.



### A.1.1 Estructura Orgánica de la Empresa Modelo

Los mejores resultados de un grupo humano, sea este un equipo de fútbol o una orquesta sinfónica, se logran si cada uno de sus integrantes conoce cuál es el rol que le tocará desempeñar y cuál es el papel que jugarán los demás que trabajan junto a él. Este principio se aplica por igual a la actividad privada o al estado, a la educación o al esparcimiento, a las empresas con fines de lucro o a las fundaciones de caridad. Diseñar y mantener este sistema de roles es básicamente la actividad de organizar y por lo que al conjunto resultante de roles interrelacionados con un objetivo determinado se lo denomina organización.

En el proceso de diseñar la estructura orgánica de una empresa modelo los elementos básicos que la componen y deben ser adaptados e interrelacionados son:

- Coordinación (tipo de supervisión)
- Departamentalización (división del trabajo)
- Tramo de Control (cantidad de niveles jerárquicos)
- Descentralización (grado de delegación)

Para que un trabajo pueda ser definido como un rol o función organizacional es necesario que vinculado con el mismo existan explícitamente objetivos claros y verificables, un enunciado de los principales deberes y un grado de autoridad o discrecionalidad. Asimismo, es necesario que el rol o función sea concebido como parte de un sistema sociocultural, en el que el ser humano, como individuo, es considerado como cliente y proveedor de una cadena de valor agregado diseñada para transformar un material de entrada en un producto de salida.

Concebir a cada función como recibiendo un material de entrada (partes, datos, servicios, etc.), actividad en la que se comporta como cliente, agregándole valor para transformarlo en un producto de salida (partes, datos, servicios, etc.) y en ese caso convertirse en proveedor de la función siguiente, tiene varias implicancias. Una es que el conjunto de roles fue concebido como una cadena de valor agregado o proceso y que dicho proceso está constituido por una división del trabajo que requiere una coordinación. Otra es que el personal al ser responsable de verificar la calidad de entrada y asegurar la calidad de salida se convierte en la unidad funcional mínima del gran conjunto que denomináramos organización.

El trabajo de diseñar una organización, entonces, fundamentalmente se centra en resolver y conciliar esos aspectos esenciales que son la división del trabajo entre varias tareas y la coordinación de esas tareas con el objeto de consumar la actividad.

## A.2 PAUTAS DE DISEÑO

### A.2.1 Coordinación

La unión de la voluntad y el esfuerzo de varios individuos en pos de un objetivo común requieren conseguir la coordinación de los mismos. Esto puede hacerse de un sin número de maneras dependiendo de las circunstancias, restricciones y objetivo de la tarea. No obstante, en la literatura especializada se señalan al menos tres formas básicas de coordinación como son:

- Ajuste Mutuo,
- Supervisión Directa,
- Especificación de la Tarea o Producto.

En el Ajuste Mutuo la coordinación es fruto de la comunicación informal entre los que hacen el trabajo y el control del trabajo descansa en manos de quienes lo hacen. Esta forma de coordinación es típica de las organizaciones muy pequeñas donde dos o tres personas pueden adaptarse unos a otros y complementar sus habilidades por una vía simple y directa como es la de la interacción personal. Curiosamente el ajuste mutuo también aparece en las grandes organizaciones donde la coordinación entre los miembros de la cúpula se produce por contactos informales, acción interdisciplinaria, reuniones de comités, etc.



La supervisión directa es la forma típica de coordinación en cualquier organización de tipo jerárquico, siendo el ejército el arquetipo de este tipo de coordinación. En este caso una persona toma la responsabilidad completa por el trabajo de otros, y para ello emite instrucciones y supervisa acciones que los restantes miembros de su grupo están obligados a cumplir. Obviamente este tipo de coordinación tiene sus matices dependiendo del nivel de la organización de que se trate, esto es el término supervisión directa no tiene las mismas connotaciones cuando se trata de la relación de un gerente general con los gerentes de área, o cuando se trata de un supervisor de línea con los operarios; en este último caso necesariamente las instrucciones serán más detalladas, y la libertad de acción de los subordinados muchísimo menor, que en el primero.

La Especificación de la Tarea o Producto, es poner por escrito lo que debe hacer cada uno, de este modo la responsabilidad de la coordinación de la tarea se traslada en gran parte del lugar de trabajo al escritorio del analista encargado de confeccionar la norma. La especificación puede establecer que cosas deben hacerse (enumeración de las tareas que se deben cumplir) o que resultados deben alcanzarse (enumeración de los objetivos de la función). El estudio de métodos de trabajo, las normas administrativas, los procedimientos internos, la planificación estratégica, los objetivos presupuestarios, etc., son distintas formas de especificar la tarea o el producto. Cuando el grado de especificación es muy alto disminuyen las necesidades de supervisión, pero contrariamente aumentan los requerimientos de control. La especificación puede realizarse al nivel de operario, métodos de trabajo, o de jefatura, normas y procedimientos; los sistemas informáticos han traído una evolución en este sentido, pues por lo general involucran tanto a uno como otro nivel e imponen un marco sólido en el que debe desarrollarse el trabajo, disminuyendo las necesidades de control y aumentando la productividad. La especificación puede tener el aspecto de un documento escrito, de un encadenamiento de pantallas de un programa, y también puede adquirir la forma de un plan de capacitación donde a través de una enseñanza específica y dirigida se consigue de parte del personal un comportamiento congruente con los objetivos de un sector determinado.

Una variante particular de la especificación de la tarea es la especificación del producto, en este caso el cómo se reemplaza por el que, la dirección se desentiende de la forma de obtener el producto y se concentra en este último, cuando y donde. Cuando se externaliza un servicio propio reemplazándolo por un contratista lo que se hace en realidad es reemplazar la coordinación por supervisión directa por la de especificación del producto. Otro ejemplo se da en los procesos de calidad total donde al operario se le especifica el producto que debe entregar y se lo hace responsable por su obtención. Finalmente, cabe recordar que la especificación del producto es la forma más común en que los accionistas se relacionan con quienes están al frente de su empresa.



Resumiendo, la alta dirección de una empresa tiene su tarea establecida por lo que la asamblea de accionistas, o autoridad de control, pretenden de ella; el primero y segundo nivel de gerencia se mueve por ajuste mutuo y por especificación de su tarea; y finalmente en la base operativa la coordinación del trabajo se logra por supervisión directa.

El ajuste mutuo para el primer nivel de conducción se logra con la selección de profesionales que conozcan profundamente el oficio que tendrán que desempeñar. Por lo que, una vez planteada una propuesta de agrupamiento básico de las unidades funcionales, hay que



ajustarla en función de los recursos humanos disponibles a efectos del cumplimiento de la premisa anterior.

### A.2.2 Departamentalización

Un aspecto de la tarea de diseñar una organización es encontrar las unidades funcionales mínimas que la componen. Una unidad funcional es el conjunto de tareas que constituyen una función básica en la obtención del producto o servicio objeto de dicha organización.

Para que una organización tenga un funcionamiento eficiente debe resolver adecuadamente el agrupamiento o departamentalización del trabajo entre las distintas unidades funcionales la componen.

Las unidades funcionales deben agruparse para ordenar el funcionamiento de la organización. Este proceso de agrupamiento establece relaciones y dependencias que constituyen el sistema de autoridad formal y determinan la estructura jerárquica de la organización. Al agrupar unidades funcionales se establece una forma para coordinar el trabajo, se nombra un único responsable y se les otorga una serie de recursos comunes para compartir, como presupuesto, instalaciones, equipos, etc. La estructura orgánica es la consecuencia del agrupamiento de las unidades funcionales, de modo que a cada conjunto se le pueda asignar un mando común y una serie de elementos compartidos.

Las unidades que se agrupan en un mismo mando tienden a tener una fuerte coordinación entre sí con un alto grado de ajuste mutuo; pero contrariamente se hace más débil, e incluso tiende a causar problemas, cuando se trata de diferentes mandos.

El agrupamiento de diferentes unidades funcionales se denomina Departamento y es un área bien delimitada sobre la cual un funcionario tiene autoridad para el desempeño de una actividad determinada consecuencia del agrupamiento mencionado. En algunas aplicaciones la terminología departamental se usa en forma muy vaga; en otras el sentido que se le da es más estricto e indica relaciones jerárquicas pudiendo ser una división completa fabricando algún producto o un grupo de empleados dependiendo de un jefe. Pero siempre implicará algún tipo de ordenamiento mediante la división del trabajo.

El agrupamiento, o departamentalización, de las unidades funcionales puede realizar de diferentes formas, aunque siempre es importante que el mismo favorezca el flujo de trabajo en lugar de entorpecerlo, tales como los recursos humanos involucrados, los turnos en que estos trabajan, el territorio geográfico donde se desarrollan las actividades, por tipo de clientes, por funciones orgánicas, y el proceso orgánico.

- La departamentalización según los recursos humanos involucrados consiste en agrupar bajo una autoridad común a las diferentes personas que realizan un mismo trabajo. Este tipo de agrupamiento no se aplica en la actualidad salvo en organizaciones basadas estrictamente en el número como pueden ser las de carácter militar.
- La departamentalización según los turnos de trabajo, es una variante del sistema anterior, aunque con aplicación en la actualidad, ya que en las actividades de servicios públicos que deben prestarse durante las 24 horas, resulta conveniente el agrupamiento por turnos cosa que posibilita la continuidad del servicio. Este agrupamiento está restringido a los equipos involucrados en especialidades con continuidad, total o parcial, diurna y nocturna.
- La departamentalización según el territorio geográfico es aplicada cuando la actividad se desarrolla en extensas zonas geográficas, este principio es también aplicable a la descentralización operativa. Este tipo de agrupamiento coloca la responsabilidad a un nivel inferior, alienta la participación local en la toma de decisiones y mejora la coordinación en el territorio. Por otra parte, el agrupamiento territorial puede incrementar las actividades administrativas al hacerlas redundantes en las distintas áreas de departamentalización.
- La departamentalización según el tipo de clientes es un tipo de agrupamiento que resulta ser indicado cuando el número y diferencia entre los mismos es significativa. Este es el caso de las distribuidoras de servicio eléctrico donde la estructura orgánica del área comercial suele tomar como patrón la segmentación tarifaria.



- La departamentalización según las funciones orgánicas es agrupar a las personas que realizan un mismo trabajo bajo un mismo mando, este principio es también aplicable a la centralización operativa. Cabe destacar que la agrupación primaria de las unidades funcionales usualmente se efectúa por funciones, un supervisor de mantención agrupa a operarios especializados en mantención luego por encima de él existen diferentes posibilidades de agrupamiento. La departamentalización funcional es la base más usada para organizar actividades y está presente en casi cualquier empresa en algún nivel de la estructura, en este caso la coordinación se logra mediante normativas, procedimientos, planeamiento estratégico, etc.
- La departamentalización según el proceso orgánico es de reciente aparición, aunque puede emparentarse con el agrupamiento por producto o proceso productivo de antigua data de aplicación. En este agrupamiento partiendo del estudio de procesos se tiende a proponer estructuras orgánicas que favorezcan el flujo de los mismos.

Los diferentes tipos de agrupamientos mencionados anteriormente son solo algunos de los muchos que se utilizan en la práctica, aunque son los más conocidos. Cuando se procede a estructurar una organización el primer paso es detectar las unidades funcionales para luego proceder a su agrupamiento primario para luego proceder a un agrupamiento secundario y así sucesivamente hasta agotar el tamaño de la misma. En cada nivel de agrupamiento se puede seleccionar una o varias formas señaladas y así si se trata de un grupo de empresas el mismo podrá tener un agrupamiento territorial o por divisiones de producto e internamente las empresas podrán estar organizadas, por funciones, o procesos, o turnos, o una mezcla de todos ellos.

### A.2.3 Tramo de Control

Si bien las organizaciones son necesarias para hacer eficaz la cooperación humana, se puede señalar que a las mismas es necesario introducirles niveles jerárquicos como consecuencia de las limitaciones humanas para abarcar un gran número de subordinados. En efecto, existen niveles en una organización porque tiene un límite el número de personas que un gerente puede supervisar con eficacia, y por consiguiente un tramo amplio debería estar asociado con pocos niveles organizativos y un tramo estrecho con muchos niveles.

La literatura especializada señala que el tramo de control varía según el nivel de la organización, siendo más estrecho para los niveles más altos y más amplio para los más bajos. Asimismo, se indica que el tamaño particular del tramo depende de una serie de condicionantes que van desde el tipo de tarea hasta la cultura de la organización. Es decir hay demasiadas variables que condicionan el número de subordinados que se puede supervisar eficazmente como para que se pueda determinar un número universal aplicable en cualquier situación y por ello es necesario considerarlo caso por caso y el resultado dependerá de los factores subyacentes.

La teoría de organización asigna gran importancia a la definición del número de subordinados que pueden ser supervisados por un superior jerárquico y lo trata como uno de los factores del funcionamiento eficaz de los grupos humanos. Esta visión está avalada por la experiencia corriente que muestra que en general en los niveles superiores de organizaciones empresariales el tramo promedio es el de tres a siete u ocho subordinados; en cambio para los niveles inferiores el tramo promedio se amplía de diez a veinticinco o treinta.

En el diseño de estructuras de organización en la actualidad se tiende a evitar el tramo de control sea muy corto y se procura alentar las soluciones que permitan tramos mayores. Para ello es conveniente examinar que es lo que consume el tiempo de los que ejercen la supervisión, la cultura de relaciones entre superior y subordinado, la posibilidad de introducir innovaciones tecnológicas, etc. Este enfoque es útil tanto para determinar el tramo en una situación particular como para identificar que puede hacerse para optimizar el funcionamiento de la organización.

Lo cierto es que los costos de los niveles de supervisión son tales, en términos relativos, que normalmente es deseable que cada gerente tenga tantos subordinados como sea posible.

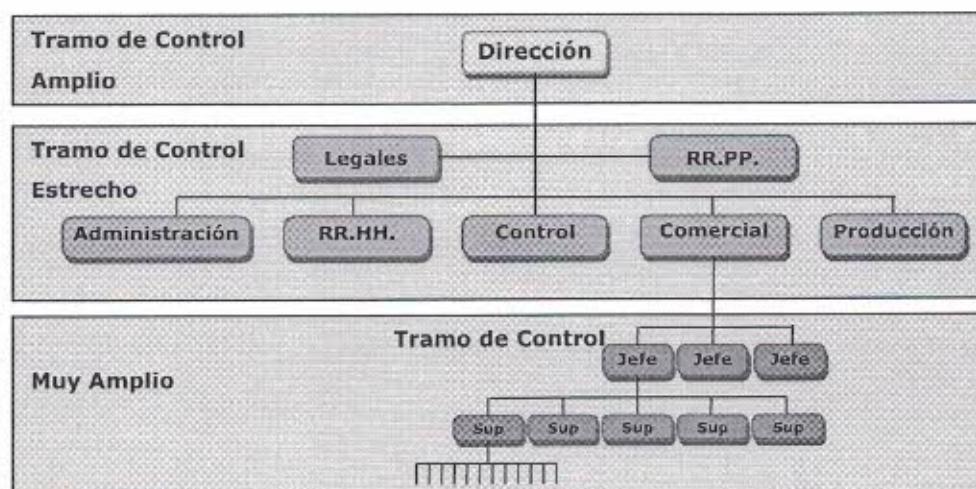
Resumiendo, se puede señalar que una organización diseñada con tramos de control muy cortos adolecerá de las siguientes desventajas:

- Los superiores tienden a intervenir demasiado en el trabajo de los subordinados.
- Exceso de niveles jerárquicos y de personal de supervisión.
- Fraccionamiento del agrupamiento de tareas con pérdida de efectividad.
- Dificultad en las comunicaciones por la distancia entre el nivel estratégico y el plano de ejecución.

Asimismo, una organización diseñada con tramos de control muy amplios presentará los siguientes inconvenientes:

- Tendencia a sobrecargar a los superiores generando cuellos de botella en las decisiones.
- Las decisiones importantes no reciben el tiempo que necesitan o se postergan indebidamente.
- Parte del tiempo de los subordinados se gasta improductivamente en esperas prolongadas.
- Posibilidad de pérdida de control por parte del superior.

Los condicionantes de la amplitud de un tramo son variados, pero entre los más importantes se pueden señalar la especialidad, el tamaño de la empresa, y la tecnología empleada siendo, según estudios recientes, el primero de estos el más determinante de todos.



Es conocido que el tramo eficaz difiere con el nivel de la organización y puede observarse que cuando aumentan las especialidades a supervisar disminuye la amplitud del tramo de control, sin embargo, esto no explica el hecho, también observable, que el tramo de control suele ampliarse al máximo nivel de la organización. Este hecho podría estar justificado por la naturaleza de los temas que se tratan en esos niveles ya que los directivos de alto nivel están más interesados por la interacción de la empresa con el mercado, el planeamiento estratégico, los condicionamientos financieros, etc. que son todos temas de una especialidad, la de administración, independientemente de la función que desempeñe el directivo. Por consiguiente si se hace una focalización de las especialidades a través de los distintos niveles jerárquicos de la pirámide orgánica se ve que en la cúspide el tramo puede ser amplio pues el máximo directivo supervisa una sola especialidad la de administración, para los niveles intermedios el número de especialidades a supervisar se incrementa y el tramo se reduce, y por último en los niveles inferiores el tramo vuelve a ampliarse pues las especialidades supervisadas disminuyen a unas pocas de baja complejidad.

Si bien la magnitud del tramo de control es un principio de diseño a cuidar si se desea optimizar el funcionamiento de una organización, en ciertos casos se debe recurrir a un tramo



más estrecho que lo recomendable. Esto sucede generalmente cuando el superior jerárquico tiene la gran parte de su tiempo demandado por tareas creativas o de análisis de carácter personal que no pueden ser delegadas ni compartidas.

Otros aspectos que influyen en la amplitud del tramo de control son la capacitación, la delegación de autoridad, la planificación, y la forma de comunicación. Cuando más capacitado para cumplir su función sea un subordinado menor será el tiempo que demande su supervisión a él superior, los requerimientos de capacitación se incrementan con la introducción de nuevas tecnologías y la implementación de las mismas sin una adecuada capacitación puede ser origen de problemas de supervisión. Una adecuada delegación de autoridad reduce el tiempo de las relaciones entre superior y subordinado; una inadecuada delegación puede tener origen en un mal diseño de la estructura orgánica, tramo de control muy corto, o de cultura organizacional. La existencia de un proceso de planificación estratégica que sea fuente de generación de planes, metas y objetivos acompañado por un sistema de control de gestión optimiza la supervisión y ayuda a transparentar las relaciones superiores subordinado. Finalmente, la habilidad de comunicar planes e instrucciones con claridad y de modo conciso también contribuye a ampliar el tramo de control.

Respecto de este último punto cabe destacar que en algunos diseños orgánicos puede justificarse la introducción de un asistente para facilitar las comunicaciones con los subordinados clave, atendiendo que si bien las comunicaciones por escrito son indispensables la interpretación de las mismas siempre se facilita por un contacto personal.

## A.2.4 Descentralización

Descentralización es la tendencia a distribuir, de un modo institucional, la autoridad en la toma de decisiones en una estructura organizada. Está clara la noción que el acto de descentralizar implica de algún modo el traslado la toma de decisiones y con ello, en mayor o menor medida, una delegación de autoridad.

### A.2.4.1 FORMAS DE DESCENTRALIZACIÓN

Todas las organizaciones buscan un balance, adecuado a sus objetivos, entre funciones centralizadas y descentralizadas. Una organización no podría funcionar si centralizasen todas las decisiones en una sola persona, como tampoco podría hacerlo con una descentralización absoluta ya que eso implicaría delegar la toma de decisiones en los últimos estamentos de la organización.

- La descentralización se puede implementar de múltiples maneras, sin embargo, entre las mismas se distinguen tres formas típicas en las que se pueden agrupar la mayoría de las posibles, ellas son: territorial, funcional, y de autoridad.
- La descentralización territorial es distribuir la toma de decisiones, geográficamente. Desde un punto de vista orgánico lo que se distribuye es la autoridad de gerenciamiento; cosa que equivale a subdividir la organización, o una parte de la misma, en varias localizaciones geográfica de modo que tenga una presencia integral en todas ellas.
- La descentralización funcional consiste en distribuir en diferentes departamentos la autoridad de una especialidad funcional. El efecto neto es departamentalizar la organización por proceso y no por especialidad.

La descentralización de autoridad es delegar parte de la autoridad conferida por la organización en un subordinado sin cambiar la localización del mismo o las relaciones jerárquicas. Este tipo de delegación está relacionado con la confianza y como tal muy vinculado con el comportamiento humano, las creencias y valores que la organización tenga sobre este tema condicionan la concepción de la estructura orgánica.

Si bien el tema de las creencias y valores que la organización tenga sobre el concepto de autoridad es sumamente importante para el buen funcionamiento de la misma e influye en el diseño de la estructura orgánica no es aplicable en el caso de la Empresa Modelo que intenta ser una organización constituida en torno a los valores promedio del mercado, lo que implica que sus funcionarios serán gente promedio con valores sociales promedio y que confían



razonablemente en sus semejantes. Por consiguiente, a los efectos tienen fines prácticos solo los dos primeros grupos que se analizan a continuación.

Para facilitar el análisis de la descentralización es necesario considerar las entidades que se descentralizan, al respecto se pueden distinguir tres tipos de funciones: Explotación, Apoyo y Staff.

- Las funciones de Explotación son fácilmente identificables pues son las que hacen en forma directa a la producción de bienes o servicios comercializados por la organización que les da cabida. Aparte de las funciones netamente operativas en este grupo a veces puede incluirse las comerciales, en los casos en que la atención comercial es un negocio en sí mismo.
- Las funciones de Apoyo son las que intervienen en el proceso productivo en forma indirecta prestándole apoyo, esencialmente administrativo a las anteriores. Entre estas se cuentan Finanzas, Administración, RR. HH., y generalmente Comercial.
- Las funciones Staff son las que asesoran a la dirección estratégica sin participar en el proceso productivo. Son estas Control de Gestión, Auditoría, Legales, RR.PP., etc.

#### A.2.4.2 CENTRALIZACIÓN TOTAL

Una organización totalmente centralizada es aquella donde las funciones de explotación, apoyo y staff residen en un mismo lugar y responden jerárquicamente a sus referentes funcionales.

En este tipo de estructura, aunque los tiempos de comunicación son cortos y el contacto es personal, como las decisiones se concentran en unas pocas funciones, si la organización es grande, los tiempos de respuesta pueden ser largos y el comportamiento general poco ágil. Como ventaja se puede señalar que en general requiere una dotación menor las otras alternativas.

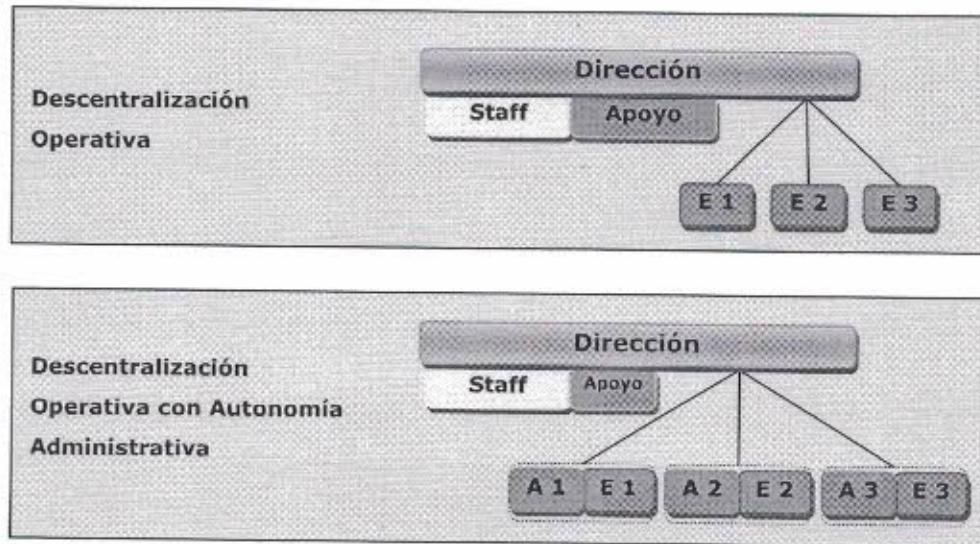
En este caso el ajuste mutuo es el tipo de coordinación más frecuente dada la cercanía en que conviven los distintos funcionarios.



#### A.2.4.3 DESCENTRALIZACIÓN TERRITORIAL

La descentralización territorial se aplica a organizaciones que controlan grandes extensiones territoriales donde la distancia puede interferir con la calidad y tiempos de respuesta requeridos para la toma de decisiones.

Dependiendo del tipo de negocio, la tecnología, la dificultad de comunicaciones (más que la distancia propiamente dicha), el tamaño de la empresa las unidades descentralizadas podrán mantener una dependencia en temas administrativos o ser completamente autónomas.



En el primer caso la unidad que se descentraliza en diferentes ubicaciones del territorio dependerá para temas como registraciones contables, tesorería, personal, servicios generales, de la sede central; en cambio en el segundo caso la unidad es descentralizada con la parte proporcional de todos esos servicios lo cual le otorga mayor ejecutividad en su gestión pero a costa de una mayor dotación de personal.

En este caso la coordinación con el responsable territorial se tiende a hacer por especificación de resultados.

#### A.2.4.4 DESCENTRALIZACIÓN FUNCIONAL

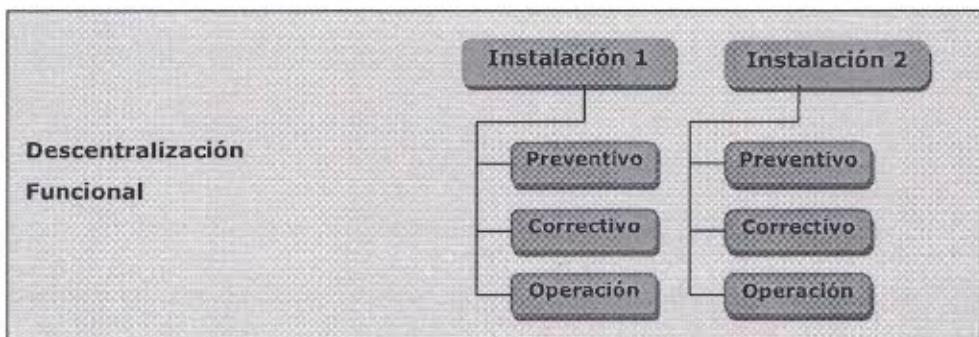
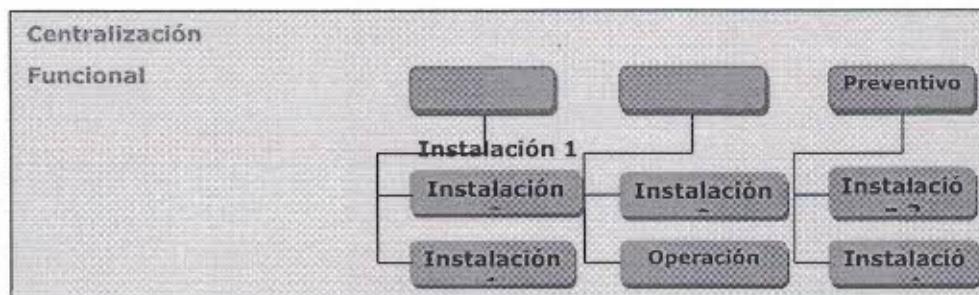
Una organización descentralizada funcionalmente es aquella donde los responsables de explotación tienen integradas las especialidades técnicas que hacen a la generación del producto o servicio del cual son responsables.

Un caso particular de este tipo de descentralización es cuando la misma se produce manteniendo un responsable de autoridad funcional sobre las distintas unidades distribuidas que es lo que se conoce como organización matriz, de cuya aplicación se tienen pocas referencias positivas.

La diferencia entre la descentralización geográfica y la funcional es que en el primer caso lo que se está distribuyendo geográficamente es el gerenciamiento administrativo de un área que, como consecuencia de la distancia, adquiere más autonomía. La descentralización funcional está más ligada con la división del trabajo y la departamentalización que con la ubicación geográfica. Cuando se descentraliza territorialmente se saca un departamento y se lo coloca en otro lugar distanciado con el soporte administrativo correspondiente. Cuando se descentraliza una función se la saca de la especialidad a la que pertenece y se la integra con otra que normalmente es su cliente.

Si se atiende a los procesos identificables en una organización se ve que los mismos constituyen una cadena de valor agregado donde cada eslabón de la misma es cliente del anterior y proveedor del siguiente. Cuando existe centralización funcional los especialistas son proveedores del proceso respondiendo a una autoridad jerárquica funcional, en el caso de la descentralización funcional continúan siendo proveedores del mismo proceso pero dependiendo jerárquicamente del responsable de explotación. Esta relación jerárquica otorga mayor ejecutividad de funcionamiento al proceso, disminuye las fricciones y los controles de entrada y salida, pero, como en el caso anterior a costa de una mayor dotación de personal.

En este caso la coordinación con el responsable del proceso tiende a hacerse por especificación de la tarea.



## A.2.5 Estructura Óptima

Un principio de administración dice que la gestión debe ser efectiva y eficiente. Por efectiva se entiende que debe lograr las metas propuestas en los tiempos establecidos, por eficiente se entiende que esto debe hacer con el menor empleo de recursos posible.

Cuando se descentraliza se aumenta la efectividad, pero se disminuye la eficiencia, y cuando se centraliza sucede lo contrario. Por consiguiente, no hay una cosa que sea mejor que otra depende de las circunstancias contextuales y es el diseñador quien debe proponer un equilibrio entre los distintos elementos involucrados de modo que la relación efectividad-eficiencia resulte optimizada.

### A.3 ESTRUCTURA PROPUESTA

Si al concebir la estructura orgánica de una empresa se observan las pautas de diseño expuestas en el capítulo anterior se conseguirá una armonía en su funcionamiento que le asegurará una cuota importante de efectividad. Posteriormente esto debe completarse con un cálculo acertado de la dotación para otorgarle el aspecto de eficiencia.

El objetivo de este estudio es definir los criterios de diseño de una estructura orgánica para una empresa de distribución, de giro exclusivo y autónoma, eficientemente dimensionada para operar las instalaciones de distribución existentes en el territorio bajo estudio.

En términos generales para la empresa modelo de distribución se prevé una coordinación por descripción de funciones, una departamentalización por procesos, un tramo de control no menor de 3 (salvo algunas excepciones) ni mayor de 8 para los mandos medios, y una descentralización territorial operativa sin autonomía administrativa.

### A.3.1 Coordinación

Dentro de los tres tipos posibles de coordinación el único que parece formalmente aplicable a una Empresa Modelo es el de especificación de la tarea o producto.

La Empresa Modelo o Empresa de Referencia fue definida en el numeral 1.1 como una empresa diseñada específicamente para prestar el servicio eléctrico de distribución mediante las mismas instalaciones, en la misma área geográfica y con los mismos parámetros



ambientales y económicos con que se desenvuelve la empresa propietaria de la instalación. Con este enfoque se pretendía recrear las condiciones de ingreso a un mercado competitivo por parte de un nuevo concurrente.

Cabe preguntarse entonces que tipo de coordinación seleccionará el nuevo hipotético competidor para ser más eficiente que la empresa real a cargo del servicio eléctrico de que se trate y que está prestando el mismo cumpliendo las condiciones del contrato de concesión respectivo.

Ya se hizo referencia que en las organizaciones siempre están presentes todos los tipos de coordinación, especificación de producto para la dirección estratégica o los organismos descentralizados, ajuste mutuo y especificación de funciones para los mandos medio, y finalmente supervisión directa para el estamento de operarios y empleados. Sin embargo, al momento de diseñar una estructura orgánica no solo se debe suponer un funcionamiento determinado sino también comunicarlo. Para ello es pertinente describir cuales son las funciones que cumplirá cada departamento u unidad funcional.

Resumiendo, se selecciona como tipo de coordinación la especificación de la tarea ya que es adecuada para una empresa virtual y cumple el doble rol de establecer una forma de relación dentro de la empresa de distribución y de comunicar las funciones previstas por el diseñador para las diferentes áreas de la estructura orgánica.

Después de delinear la estructura orgánica debe establecerse con cierto detalle el ámbito de la función que realizará cada uno de los encargados de coordinar las distintas actividades previstas para la empresa. Normalmente esto se logra mediante un documento en el que se delimita las funciones del puesto de trabajo, el mismo puede tener carácter descriptivo o enunciativo; en el primer caso se busca una redacción minuciosa que cubra todos los aspectos de la gestión tan profundamente como se pueda, y en el segundo se procura hacer un enunciado de lo que se pretende con el propósito de establecer una división de tareas, un enunciado de responsabilidades y unos límites de autoridad, dejando margen suficiente para que por ajuste mutuo se cubran las eventualidades del negocio.

El estilo descriptivo tiene la virtud de establecer claramente lo que se debe y lo que no se debe hacer y si la redacción es buena, y si no se omite nada, hasta un autómata podría desempeñar la función, pero tiene como inconveniente que para que sea efectivo requiere de un gran volumen de redacción, por los detalles que deben consignarse, y de un constante trabajo de mantenimiento pues la fluidez de los acontecimientos hace que lo importante de hoy sea irrelevanta mañana y por consiguiente se deban introducir correcciones.

El estilo enunciativo asume para cada nivel de gestión un principio de coordinación por ajuste mutuo, en el que el enunciado de la función tiene como objeto establecer una definición de roles a los que cada uno deberá ceñirse llenando los espacios vacíos siempre en la búsqueda del mejor interés de la empresa, asimismo tiene una mayor perennidad ya que los lineamientos generales cambian más lentamente en el tiempo y precisa de una redacción más liviana y no tan comprometida, obviamente este estilo presupone de un mayor grado de libertad para el ejercicio de la función que el anterior y por consiguiente de mejores recursos humanos.

### A.3.2 Departamentalización

El agrupamiento de actividades y personas en departamentos permite superar las limitaciones impuestas por el número de subordinados que pueden ser supervisados por un superior jerárquico. No existe una única forma de departamentalización que se aplique a todas las organizaciones y situaciones siendo necesario concebir una solución, que tome en cuenta las características contextuales del negocio, en cada caso particular. No obstante, como se expusiera en el numeral 2.2, la departamentalización se puede realizar de seis formas básicas.

- recursos humanos involucrados,
- turnos de trabajo,
- territorio geográfico,
- tipo de clientes,



- funciones orgánicas,
- procesos.

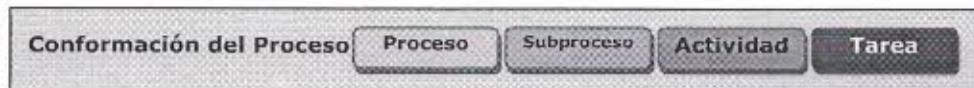
La última de estas formas atiende a los procesos de trabajos y su adopción favorecería el flujo de los mismos en lugar de entorpecerlos, por ello parece recomendable que para la Empresa Modelo la departamentalización se haga por procesos.

Si se seleccionan procesos para hacer los agrupamientos se mejora el flujo de producción por la existencia de una coordinación fuerte a lo largo del proceso, y el problema de una coordinación más débil con otras unidades, normalmente, no hace a la esencia del producto y no debería afectarlo. Por otra parte, cuando la organización se estructura en torno a los procesos las necesidades de controles disminuyen, ya que se concentran en el producto terminado; contrariamente si en el diseño se rompen las cadenas los controles se multiplican pues aparece la necesidad de introducirlos en cada discontinuidad.

#### A.3.2.1 PROCESOS

Se llama proceso a la secuencia de acciones que transforman un producto o servicio de entrada en otro de mayor valor agregado. Se trata de un conjunto de tareas que se realizan en secuencia sobre un mismo producto, o servicio, y donde cada una de ellas lo transforma agregándole valor, de esta forma el producto o servicio pasa sucesivamente de un proveedor a un cliente, agregando valor en cada paso sucesivo.

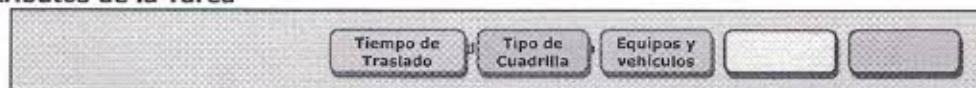
Como se ve por la definición un proceso comprende un conjunto de tareas, como el número de estas puede ser muy grande a las mismas se las agrupa por actividades, a su vez estas pueden merecer una agrupación ulterior por subprocesos; de modo que el análisis de un proceso se descompondrá de la siguiente forma.



Cada proceso, o subproceso, tiene entradas de servicios, partes, subconjuntos, materiales, etc. y salidas de servicios, partes, subconjuntos, materiales, etc. (las salidas son el objeto del proceso). Las entradas vienen de un proveedor, que puede ser otro proceso o un tercero ajeno a la empresa, y tienen un cliente, que puede ser el cliente final u otro proceso. Por lo que los procesos relacionan, con un vínculo cliente proveedor, diferentes departamentos de la organización y es lógico que cuando en el diseño de su estructura esta no se rompa la cadena de valor agregado, cosa que ocurre cuando se mantiene la unidad de mando.

Así como el proceso permite diseñar la estructura de la organización la tarea permite determinar los requerimientos de mano de obra directa. La tarea es el último elemento de un proceso y es el que conlleva la ejecución de la misma ya sea en forma física o mecánica, por lo que para cada tarea se puede especificar un tiempo requerido, un tipo de mano de obra, equipos y materiales necesarios.

#### Atributos de la Tarea



Resumiendo, es recomendable utilizar los procesos para definir la estructura orgánica y las tareas para calcular la dotación de mano de obra directa, y los vehículos, equipos y materiales relacionados con las operaciones de la empresa.



### A.3.2.2 ESTRUCTURA ORGÁNICA POR PROCESOS

En este caso el paso previo a establecer un organigrama es identificar los procesos que lo conforman.

Entre los procesos se distinguen aquellos que tienen una importancia estratégica, procesos principales, de los que influyen en menor medida en la evolución de la organización, procesos secundarios.

En el numeral 2.4.3 se indicó que los procesos de una empresa de servicio eléctrico responden a un agrupamiento según su funcionalidad en: Explotación, Apoyo y Staff. Siguiendo este agrupamiento y a los efectos de diseñar la estructura orgánica de la empresa de distribución se detectaron procesos principales que se verifican en la prestación de la función técnica de transporte.

Proceso	Subproceso	Actividad
Staff	Legal	
	RR.PP.	
	Fiscalía	
Apoyo	Finanzas	Pagos Préstamos Colocaciones
	Administración	Contabilidad Servicios Generales
	RR.HH.	Selección Contratación Capacitación Remuneraciones
	Control de Gestión	Presupuestos Proyecciones Análisis de Desvíos
Explotación	Técnica	Planificación Ingeniería Mantenimiento Operación
	Comercial	Tarifas Facturación Recaudación

La matriz de procesos principales permite diseñar la estructura orgánica básica de la Empresa Modelo. Esa estructura servirá como modelo de diseño para definir los organigramas correspondientes a cada una de las Empresas de Distribución objeto de este estudio

### A.3.3 Tramo de Control

El objetivo de plantear una organización formal es hacer eficaz la cooperación humana y la razón de introducir niveles jerárquicos en la misma está en el número de subordinados que puede controlar un ejecutivo. Un tramo de control amplio está asociado con pocos niveles orgánicos y en tramo estrecho con muchos.

Está claro que a medida que se introducen niveles en una organización la misma perderá eficiencia, a medida que aumentan los niveles se destina cada vez más esfuerzo y dinero a la administración debido a los ejecutivos adicionales, el staff que los asesora y la necesidad de coordinar las actividades departamentales, más los costos de las instalaciones para ese personal. Por otra parte, una organización con muy pocos niveles implicaría una gran delegación de autoridad afectando las funciones de control y poniendo en riesgo tanto la efectividad como la eficiencia de la misma.

Por ello al diseñar una organización se debe respetar el principio que establece un límite para el número de subordinados que un gerente puede supervisar eficazmente dependiendo el número exacto de factores contextuales.



Acá nuevamente se plantea cual es el tramo de control adecuado para la Empresa Modelo. Si bien estadísticamente hay un límite en el número de personas que pueden ser supervisadas por un superior jerárquico es evidente que el mismo es de carácter psicológico y depende de cada gerente. Los habrá de gran capacidad de supervisión como para que puedan superar holgadamente el máximo de dicho límite y los habrá con limitaciones para manejar el mínimo. La empresa hipotética que se está diseñando debe asumir que la capacidad de sus ejecutivos responde al promedio del mercado y el tramo de control no debería ser inferior a 3 ni superior a 8 para los mandos medios, en tanto que para los niveles inferiores esos límites pueden oscilar entre 10 y 25.

#### A.3.4 Descentralización

La estructura orgánica es la consecuencia del agrupamiento de las unidades funcionales, de modo que a cada conjunto se le pueda asignar un mando común y una serie de elementos compartidos. Una vez seleccionado un tipo de departamentalización las unidades funcionales identificadas pueden distribuirse en el territorio en cualquiera de las formas básicas descriptas anteriormente.

La unidad descentralizada está concebida como auto suficiente, contiene todos los elementos para funcionar en la porción de territorio asignado en forma autónoma. Ella cumple con todas las funciones de prestación del servicio y dependiendo del grado y tecnología de telemando en las subestaciones, la complejidad de la red, el sistema de comunicaciones, etc. puede incluso llegar a tener su Centro de Control.

Para las empresas de servicios de distribución y transporte eléctricos en la práctica se dan un sin número de variantes en cuanto a su estructura orgánica que dependen de la densidad de carga, el número clientes; el volumen, tipo, y estado de las instalaciones, el elemento de red a partir del cual se inicia la concesión, etc. Sin embargo, se puede constatar que en general una estructura centralizada es aplicable a pequeños territorios en tanto que una descentralizada se adapta más a áreas extensas.

En el caso de una estructura totalmente centralizada las áreas funcionales concentran las actividades de dirección, planificación y ejecución en forma física. En términos muy generales este tipo de estructura es aplicable cuando se verifican las siguientes condiciones:

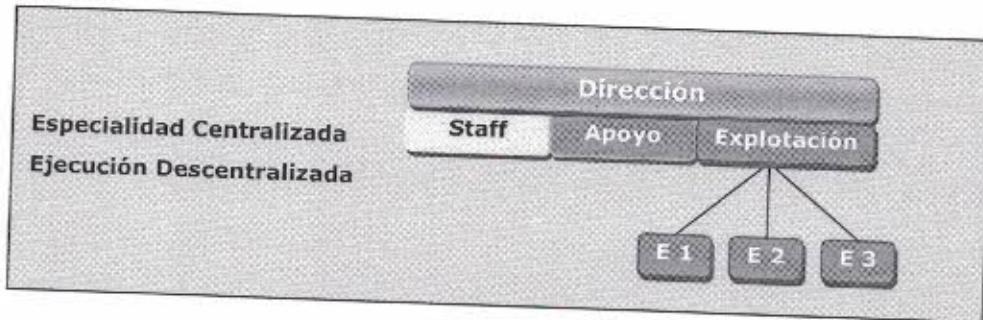
- Clientela comparativamente pequeña
- Territorio comparativamente pequeño
- Concentración demográfica en un área del territorio
- Facilidad de traslados y comunicaciones
- Un Centro de Control de Cargas
- Restricciones de Calidad moderadas

En el caso de una estructura totalmente descentralizada las áreas de apoyo no existen como organismos dependientes de la máxima autoridad y sus funciones son absorbidas por unidades autónomas distribuidas por el territorio de concesión. En este caso también se puede decir que esta estructura es aplicable cuando se verifican las siguientes condiciones:

- Clientela comparativamente grande
- Territorio comparativamente grande
- Varias concentraciones demográficas dispersas
- Dificultad de traslados y comunicaciones
- Más de un Centro de Control de Cargas
- Restricciones de Calidad altas

En el análisis teórico realizado en 2.4.3 se expuso cuáles son los procesos de explotación que admiten su distribución en el territorio acompañados, cuando corresponda, por los servicios de apoyo. Para el caso particular de una empresa de distribución eléctrica esos procesos son los de Explotación Técnica y Explotación Comercial, el primero se distribuye según las

instalaciones y el segundo siguiendo la densidad de clientes. Una variante de la descentralización operativa, aplicable a una empresa de distribución, es cuando en un esquema centralizado se descentraliza la ejecución. Por ejemplo para el proceso de explotación de la red de transmisión las funciones de planeamiento, ingeniería y trabajos con tensión permanecerían centralizados y las de mantenimiento y operación se distribuirían en el territorio en lugares cercanos a los puntos de intervención y maniobra.



En alternativa se mantienen la centralización de la especialización, con su beneficio de unidad de mando en toda el área de concesión, con una ejecución descentralizada de la misma, recomendable para territorios extensos.

## **ANEXO B: Descripción Del Modelo De Cálculo De Costos De Explotación**

En este Anexo se describe el modelo de cálculo confeccionado para la determinación de los costos de explotación aplicables al cálculo tarifario. El modelo en su concepción es consistente con el enfoque de la Empresa Modelo, aplicable para determinar los costos eficientes de operación trasladables a tarifas.

### **B.1 General**

La Empresa Modelo es una empresa teórica diseñada para prestar servicio de distribución en el área designada para tal efecto y que desde el punto de vista de la organización satisface las premisas de cumplir con el marco reglamentario y normativo vigente, respetar las restricciones geográficas, la estructura de clientes y de demanda y estar concebida en base a principios de eficiencia organizativa.

Este enfoque pretende simular las condiciones que enfrentaría un competidor entrante en el mercado en el que opera la Empresa Real que está prestando el servicio de distribución cumpliendo las condiciones del contrato de concesión respectivo. El nuevo competidor está obligado a cumplir con todos los procesos y actividades requeridos para prestar el servicio que comprende a la operación y mantenimiento de las instalaciones de infraestructura, gestión técnico-comercial de los clientes y las actividades de dirección y administración inherentes a toda organización empresarial. Con esa finalidad deberá obtener los servicios, recursos materiales y humanos que se necesiten para cumplir con eficacia esos procesos y actividades accediendo a los diferentes mercados representativos con las condiciones reales que tiene el concesionario con el que debe competir.

La metodología de la Empresa Modelo está ampliamente difundida y aceptada para la determinación de costos trasladables a tarifas. Para el presente modelo se ha enfocado como un benchmarking indirecto, a través de ratios por actividad, de costos representativos que surgen de empresas del sector con buenas prácticas en su administración.

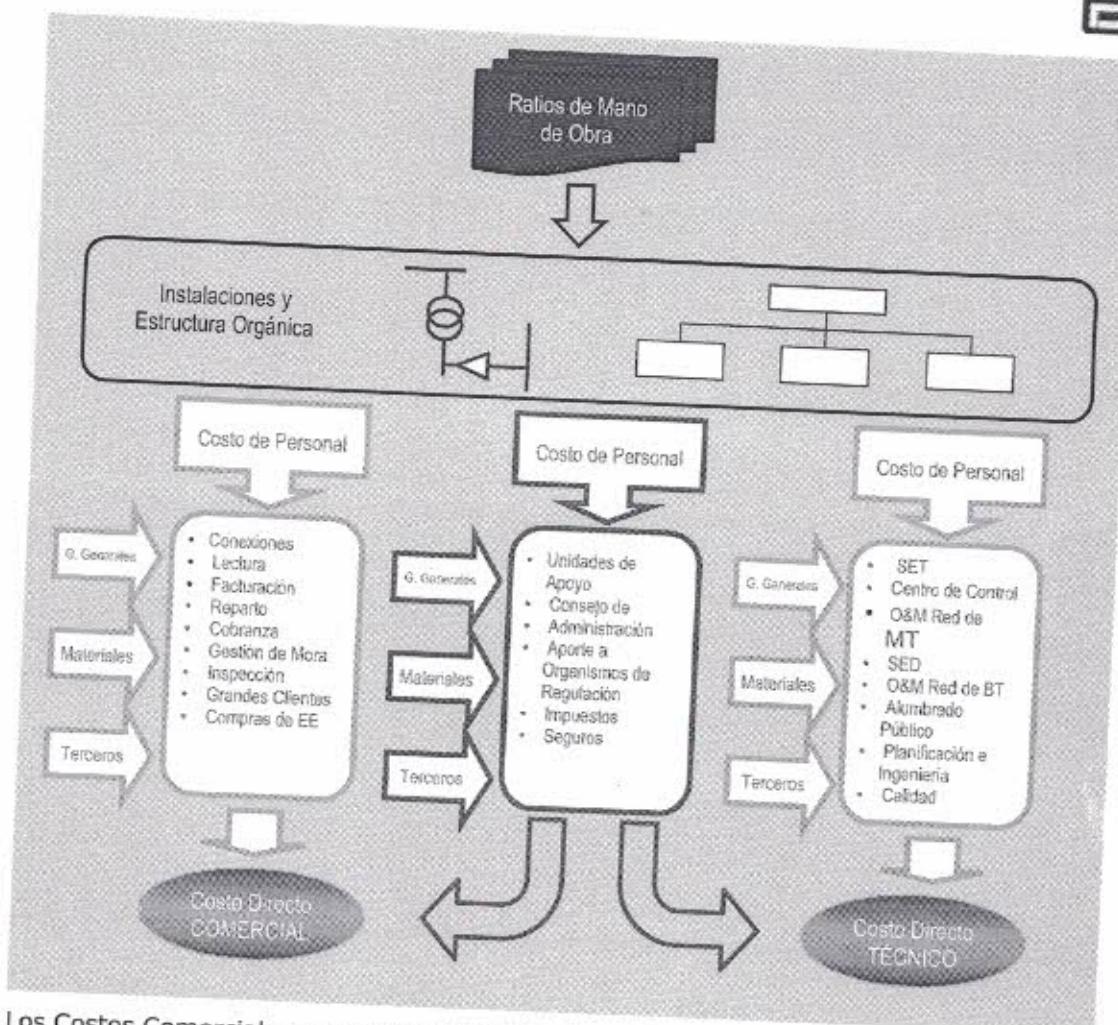
#### **B.1.1 Secuencia de Cálculo**

La metodología de cálculo que propone el modelo toma como punto de partida las instalaciones de subtransmisión y distribución de la Empresa Modelo y mediante la aplicación de ratios de mano de obra y materiales calcula el personal, servicios contratados y suministros requeridos por las operaciones de explotación técnica y comercial del área de distribución bajo análisis. Luego, utilizando costos unitarios de mercado, se consiguen los costos de explotación. Para el caso particular de los costos salariales se emplean encuestas de mercado, discriminadas por nivel jerárquico, aplicables al área de distribución.

Los ratios corresponden a la información disponible de empresas de distribución de energía eléctrica en la región latinoamericana que realizan buenas prácticas en su administración. El desarrollo de los ratios integra las tareas, identificadas como típicas de las actividades de explotación, con su frecuencia de realización, costo de materiales e intensidad de equipos utilizados.

La estructura de costos eficientes de una distribuidora eléctrica puede discriminarse en sus dos actividades típicas de explotación como son Técnica y Comercial más las actividades de Apoyo Administrativo brindada a las anteriores. Estos costos están perfectamente diferenciados al punto que los rubros de gastos relacionados con uno y otro pueden agruparse en las tareas típicas, relacionadas con los mismos, desde su origen hasta los puntos de entrega al cliente.

Los costos así agrupados básicamente se componen de gastos de mano de obra, tanto directa como indirecta, gastos generales, materiales y servicios prestados por terceros; y pueden subdividirse en instalaciones, para la explotación técnica, o en actividades, para la explotación comercial y funciones de apoyo.



Los Costos Comerciales, se corresponden con las actividades de la gestión comercial que una distribuidora eficiente realiza. Ellos pueden dividirse en los componentes directo e indirecto, el primero es el Costo Comercial Directo que está relacionado con la ejecución de las actividades de atención a clientes, el proceso de cobranza, y el de recuperación de energía; y el segundo es el Costo Comercial Indirecto asociado a las actividades de planificación y gerenciamiento. Estos costos se estiman en función de los requerimientos asociados con el punto de entrega del servicio a los usuarios.

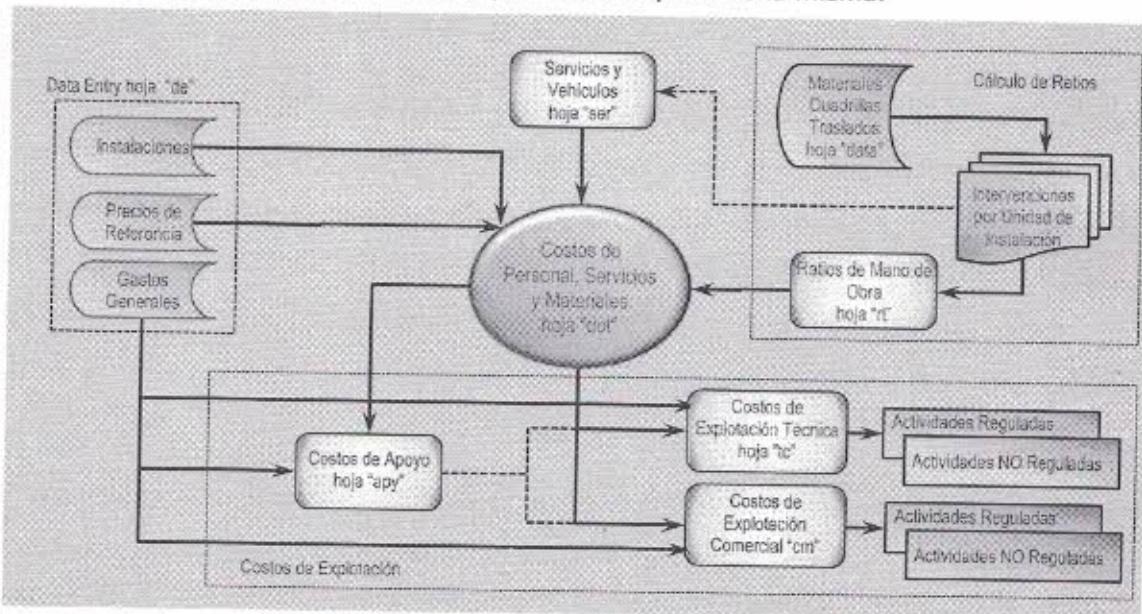
Los Costos Técnicos se corresponden con las actividades de operación y mantenimiento, y se vinculan a las erogaciones que una distribuidora eficiente realiza para operar adecuadamente su sistema, para reponer el servicio ante la presencia de fallas y para mantener en una forma razonable y económica la continuidad de este a lo largo de sus instalaciones, comprendiendo labores de mantenimiento preventivo y correctivo. Los mismos también pueden dividirse en dos componentes, uno el Costo Técnico Directo que está relacionado con el empleo de materiales, mano de obra y otros recursos requeridos para realizar las labores de O&M; y el Costo Técnico Indirecto asociado a las actividades de apoyo, planificación y gerenciamiento. Estos costos están relacionados con las instalaciones de distribución y se estiman en función del volumen de estas.

Los costos de Apoyo son los originados en el proceso productivo en forma indirecta prestándole soporte, esencialmente administrativo, a las anteriores funciones de explotación. Entre éstas se cuentan Finanzas, Administración, Recursos Humanos, etc. En este grupo de costos también se compilan los correspondientes a las funciones Staff que son las que asesoran a la dirección estratégica sin participar en el proceso productivo. Ellas son Control de Gestión, Auditoría, Legales, Relaciones Públicas, etc.

Los gastos generales necesarios para el funcionamiento de la organización, que no están vinculados directamente con la explotación, se calculan en conjunto para distribuirlos entre los tres rubros anteriores. Se trata de gastos de oficina, servicios públicos, alquileres, viáticos, comunicación, tasas e impuestos no trasladables, etc. y tienen carácter de indirectos.

### B.1.2 Modelo de Cálculo

El modelo de cálculo, cuyo diagrama en bloque se introduce a continuación, se desarrolló con base en una planilla de cálculo. El mismo estima los costos de explotación de una empresa de distribución eléctrica a partir de los parámetros típicos de la misma.



El modelo puede expresar los cálculos realizados en dos monedas, una de ellas es la moneda local en la que se informan los costos de explotación, y la otra puede ser el dólar u otra divisa conveniente a los propósitos del estudio. Esta facilidad también puede ser utilizada cuando se proyectan resultados para expresar los costos a distintos valores de indexación financiera.

En el diagrama de bloques expuesto, representa el modelo completo de cálculo de costos eficientes para trasladar a tarifas. En el mismo se pueden distinguir los elementos que hacen a la secuencia de cálculo descripta anteriormente. Como son, un grupo de hojas que calculan los ratios de mano de obra apoyadas por la hoja Servicios y Vehículos ("ser") que determina el costo unitario de servicios; un núcleo principal que estima los costos aplicables; un par de hojas que compilan los costos de explotación que reciben el aporte de los gastos de apoyo; y todas las hojas que toman los datos de entrada propios de la distribuidora. Para cada bloque mencionado hay una o varias hojas que procesan la información.

El grupo de Cálculo de Ratios está diseñado para determinar los costos unitarios de mano de obra, materiales y vehículos correspondientes a cada tipo de instalación de subtransmisión y distribución usada por las empresas de la especialidad. Por cada instalación se desarrolló una hoja de cálculo que contiene información sobre las intervenciones de O&M, materiales y vehículos requeridos para su explotación. Cada una de esas intervenciones contienen los parámetros que la definen por módulo de instalación como son: frecuencia anual, tiempo de trabajo y de traslado, materiales, cuadrilla y vehículos utilizados. La hoja Ratios ("rt") resume estos cálculos de mano de obra y materiales por unidad de instalación para hacerlos aplicables a la empresa distribuidora que se está estudiando.

La hoja Personal, Servicios y Materiales ("dot") calcula la mano de obra directa como aplicación de los ratios suministrados por el grupo anterior a las instalaciones de la distribuidora. A la mano de obra directa se le incorpora los costos de supervisión y dirección estimados a partir de la estructura orgánica prevista para el funcionamiento de la



distribuidora. La estructura aplicable se calcula a partir del número de clientes atendidos por la distribuidora aplicando algoritmos obtenidos por regresión de datos de un grupo representativo de distribuidoras de diferentes tamaños. A la dotación así calculada se valoriza a costo del mercado.

El formulario de acceso para la incorporación de datos, identificado en el diagrama como Datos de Entrada ("de"), contiene todas las entradas previstas para el funcionamiento del modelo en términos de instalaciones, como km de línea, número de subestaciones, y densidad de clientes en el territorio. Esta hoja presupone que el modelo durante la puesta a punto ha sido convenientemente caracterizado de modo que las instalaciones unitarias de la BD coincidan con las de la distribuidora. Esos valores una vez incorporados permanecen constantes y solo requieren modificación para correr distintas simulaciones que se estime conveniente realizar.

En la hoja Costos Técnicos ("tc") se asignan a las diferentes actividades, que hacen a la operación y mantenimiento de las instalaciones, por nivel de tensión los costos calculados en la hoja "dot" y sobre los mismos se redistribuyen los costos de gerencia, supervisión, apoyo y gastos generales en forma proporcional a los gastos directos de aquellas. Estos resultados permiten calcular la parte de OPEX del cargo variable.

La hoja Costos Comerciales (cm), como la anterior, también se nutre de los costos de personal, calculados en la hoja "dot", los costos de servicios calculados en la misma hoja, la información sobre clientes y contratistas provistas por la hoja "de". En este caso los valores son asignados por tarifa y sobre los mismos se redistribuyen los costos de gerencia, supervisión, apoyo y gastos generales en forma proporcional a los gastos directos de aquellas. Estos resultados permiten calcular la parte de OPEX del cargo fijo.

## B.2 Cálculo de los Costos Directos

La mano de obra requerida por la Empresa Modelo para realizar las tareas de operación y mantenimiento de las instalaciones y de servicio al cliente, en términos generales, se estima multiplicando un ratio de horas hombre anuales por unidad de instalación por el volumen de la instalación. Así para un módulo de 100 km de Línea Aérea de MT se tendrá un ratio de 3.230 [hh-año/100km LAMT] equivalente a unas 2,45 personas dedicadas a tareas de O&M por cada 100km de línea.

El ratio se determina a partir de la cantidad y tipo de las intervenciones que demanda la operación y mantenimiento, de las instalaciones de una distribuidora de servicio eléctrico, el tipo, frecuencia anual y tiempo de ejecución que las mismas requieren para definirlas en términos de recursos humanos y físicos, empleados para su ejecución.

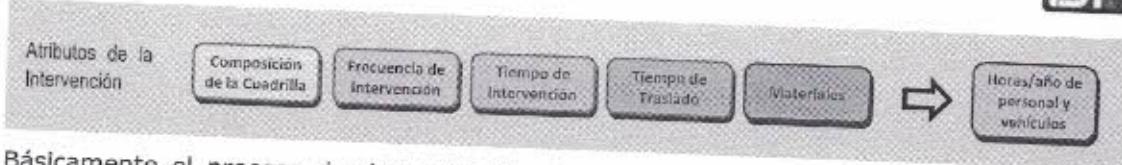
### B.2.1 Intervenciones

La intervención es la unidad mínima de trabajo en la que pueden subdividirse las actividades de O&M y de servicio al cliente. Una intervención a las instalaciones de distribución se realiza para repararlas, adecuarlas, inspeccionarlas, u operarlas. Una intervención de servicio al cliente se realiza para conectarlo, desconectarlo, o inspeccionar la acometida.

Estadísticamente cada tipo de intervención tiene una frecuencia de ocurrencia determinada que normalmente se repite en diferentes instalaciones, por lo que se asume que los eventos identificados para una unidad instalación pueden extrapolarse para instalaciones equivalentes en diferentes distribuidoras. Asimismo, la intervención, a parte de la frecuencia, tiene asociados, tiempos de trabajo y traslado, vehículos y materiales.

#### B.2.1.1 ATRIBUTOS DE LA INTERVENCIÓN

En el desarrollo del cálculo la intervención está tratada como un objeto que tiene ciertos atributos con los cuales está biunívocamente relacionada.



Básicamente el proceso de determinación de costos consiste en asignar, a cada tipo de intervención, una frecuencia de ocurrencia, unos recursos humanos y sus correspondientes equipos y vehículos de traslado, y finalmente los materiales necesarios para la reparación. Con estos elementos se calculan los requerimientos anuales de personal, equipos y materiales por cada intervención. La sumatoria de todas las intervenciones para una unidad de instalación da los requerimientos anuales para esta última. Estos cálculos se desarrollan para áreas urbanas y rurales y los mismos difieren fundamentalmente en los tiempos de traslado que son más prolongados para el área rural.

El cálculo de O&M tal como fue descripto brinda una información sobre horas hombre, utilización de equipos y costo de materiales por unidad de instalación que permite inferir los valores totales de O&M correspondientes a un conjunto de instalaciones conocidas. Estas instalaciones pueden ser las correspondientes a la empresa real o las derivadas de la optimización de la red.

La cuadrilla puede constar de dos o más integrantes con equipo pesado o liviano dependiendo de la tarea asignada. A los efectos de este trabajo se han identificado una serie de cuadrillas típicas, a partir del supuesto que con las mismas se podrán atender cualquiera de las tareas contempladas en el desarrollo de la base de datos de O&M.

La Frecuencia de Intervención es la periodicidad anual con que se repite el incidente que ocasiona la intervención. El valor es una recopilación estadística del mismo evento en distintas distribuidoras de la región y por consiguiente representa su probabilidad de ocurrencia que puede variar para casos particulares pero que tiende a compensarse en los grandes números dando una buena y buena predicción del total de intervenciones requeridas.

El Tiempo de Intervención, comprende el tiempo neto demandado por la ejecución de la intervención más todas las tareas desde la llegada de la cuadrilla al punto de intervención hasta su retiro del lugar. El tiempo de intervención asignado es específico de la tarea y fue determinado por recopilación de los eventos de similares características en distintas distribuidoras de la región.

Asociado con el tiempo de intervención está el Tiempo de Traslado. Este es el tiempo que demanda a una cuadrilla para trasladarse desde la base técnica hasta el punto de intervención, incluyendo las actividades de salida y regreso. Este valor se determina considerando la distribución de los clientes respecto de la base técnica y las dificultades de traslado que pueda ofrecer el área de concesión.

Para cada intervención incluida entre las actividades a realizar se identificaron los principales materiales utilizados en la misma. La recopilación se realizó entre un grupo de distribuidoras de la región de las cuales se obtuvo información sobre los consumos promedio requeridos por cada tipo de intervención.

### B.2.1.2 CLASIFICACIÓN DE LAS INTERVENCIONES

Para su tratamiento las intervenciones fueron agrupadas en las siguientes clases:

- Operación: la intervención consiste en modificar la topología de la red en forma programada o en situaciones de emergencia. Estas maniobras serán de consignación de instalaciones para la realización de intervenciones sobre las instalaciones y de reposición del servicio luego de las intervenciones normales, o por aperturas intempestivas de los sistemas de protección, ya sea por roturas o accidentes entre tramos operables o por mal funcionamiento o descalibración de estos.
- Mantenimiento Correctivo: la intervención consiste en la reparación de fallas por envejecimiento, causas climáticas, cortocircuitos, o accidentes. Estas tareas son básicamente el mantenimiento correctivo de las instalaciones y corresponden a

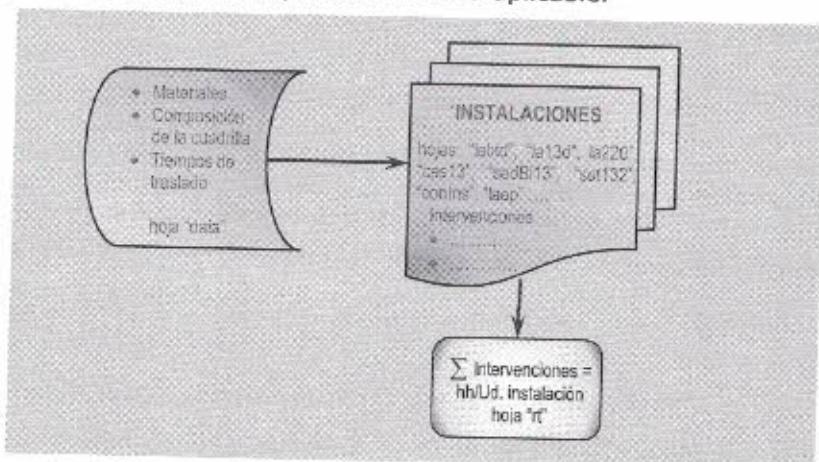
situaciones de emergencia de las redes de distribución. En este grupo también se inscriben a aquellas intervenciones que se realizan en BT basadas en un reclamo directo de los clientes por algún desperfecto en el servicio.

- Mantenimiento Preventivo: la intervención consiste en el conjunto de actividades periódicas de acondicionamiento de las instalaciones, surgidas de la planificación del mantenimiento y que corresponden a las tareas de mantenimiento de carácter preventivo. En este conjunto se inscriben las revisiones periódicas de las instalaciones que realizan personal de O&M, incluida todas aquellas acciones correctivas que surjan de las revisiones y que estén al alcance de las cuadrillas que realizan estas tareas. Las acciones incluidas son las requeridas para asegurar la continuidad del servicio y prolongar la vida útil de las instalaciones.
- Trabajos con Tensión: la intervención consiste en tareas de preventivo que se realizan con línea viva, para evitar el corte a los clientes. Normalmente estas actividades se ejecutan en niveles de mayor tensión y aguas arriba de los transformadores de distribución, para evitar que al sacar de servicio por mantenimiento preventivo estos elementos de red queden sin servicio a un gran número de clientes.

En cada uno de estos grupos, las intervenciones que lo componen están identificadas por un código y nombre. A las mismas, como se explicó anteriormente, le corresponde una cuadrilla, identificada por su código, una frecuencia anual y una cantidad neta de horas cuadrilla más el tiempo de traslado aplicable.

### B.2.2 Determinación de los Ratios de Mano de Obra

El estudio de los costos directos se realizó haciendo foco en el análisis de las intervenciones requeridas por la operación y mantenimiento de las instalaciones y la atención al cliente dentro del área de concesión de la distribuidora. Estas intervenciones son las requeridas para una correcta ejecución de las tareas de distribución y servicio al cliente, conforme a las restricciones de calidad impuestas por la normativa aplicable.



Para realizar el cálculo de los ratios de mano de obra, las instalaciones se discriminaron en unidades. Una unidad de instalación es el módulo en que puede descomponerse la red, en sus versiones adaptada o real, de dimensión suficiente grande para ser representativo y razonablemente pequeño para facilitar su procesamiento.

Para que las unidades de instalación representen fielmente las condiciones del área de servicio las mismas deben permitir su caracterización en los ítems que la identifican, como el nivel de tensión en el que operan, el tamaño del vano en las redes aéreas, la potencia en las subestaciones, etc. Así para, redes aéreas o subterráneas la unidad de instalación seleccionada es 100 km, para el alumbrado público 1.000 artefactos, para subestaciones de distribución 100 unidades, para estaciones transformadoras 1 unidad.



En el caso de la explotación comercial la unidad seleccionada es una acción, que puede ser de inspección, desconexión, reconexión, etc. y para cada una de ellas se confeccionó una hoja de cálculo donde se identificaron las intervenciones de operación y mantenimiento asociadas a las mismas y se determinaron las correspondientes horas hombres y equipos necesarios. Por otra parte, para las actividades de explotación comercial de inspección y gestión de morosidad se realizó un cálculo similar.

Identificando las intervenciones necesarias por unidad de instalación para operar, mantener y atender a sus instalaciones y clientes, se puede formar una base de datos que permita el cálculo de los recursos necesarios para ese propósito. El hecho de reducir el cálculo a la unidad de instalación facilita estimar el total de recursos humanos, materiales y equipos relacionados con su explotación técnica y comercial para empresas distribuidoras de diversos tamaños.

### B.2.3 Hoja "data" de Valores de Referencia

El cálculo de los recursos necesarios por intervención requiere para su desarrollo de una serie de valores comunes a todas las unidades de instalación, como son las cuadrillas y sus materiales.

#### B.2.3.1 COMPOSICIÓN DE LA CUADRILLA

Las cuadrillas están conformadas por un número variable de operarios dependiendo del tipo de intervención específica al que estén destinadas.

Código	Personas	Cuadrilla				
		Oficial	2 Oficiales	Ayudante	Mantenimiento	Técnico de T.
c1	2	1	1			
c2	2	1	1			
c3	3	1	1			
c4	5	2	1	2		
c5	4	1	1	1	1	
c6	4	1	2			1
c7	3	1	1	1		
c8	3	1	1	1		
c9	3	1	1			
c10	5		2		1	
c11	3	2	1		1	2
c12	2	1	1			
c13	5		2		1	2
c14	4	1	2		1	
c15	2	1	1			

La dotación mínima asignada es de dos personas, ya que por razones de seguridad es recomendable que en todo trabajo eléctrico haya siempre una persona en capacidad de asistir a su compañero frente a una emergencia. En general un oficial electricista que es el responsable de la cuadrilla, que deberá ser acompañado, como mínimo, por un medio oficial o ayudante u operador de vehículos pesados o una combinación de estos, según la exigencia de las tareas.

A cada cuadrilla se le asignan vehículos de traslado o equipos de trabajo adecuados a su especialidad.



Código	Vehículo o Equipo					
	SEDE	DETALLE	TIPO	GRUPO SET	VEHICULO	MATERIAL
c1			1			
c2	1					
c3	1				1	
c4	1					
c5		1			1	
c6	1				1	
c7					1	
c8		1				
c9						1
c10	1					
c11	1					
c12					1	
c13		1			1	
c14	1	1				
c15						1

Los vehículos que utilizan las cuadrillas dependerán de la tarea que se deba ejecutar, en general se trata de vehículos livianos como camionetas o equipos pesados como grúas. Además, las cuadrillas podrán estar conformadas por un conjunto de estos vehículos conforme a la definición de la tarea y sus alcances. Como vehículo especial se identifica a los carros de lavado y camiones busca falla en redes subterráneas.

#### B.2.3.2 DISTANCIAS DE TRASLADO

Las Distancias de Traslado varían de acuerdo a las características del área de concesión y deben ser determinadas para cada instalación específica, considerando sus particularidades geográficas y restricciones de comunicación. A partir de las distancias, aplicando la velocidad media de traslado, pueden establecerse los tiempos de traslado aplicables.

Distancias de traslado URBANO	Unidad	Operación	Correctivo	Preventivo	TCT	Comercial
Hasta la 1ra intervención más regreso desde última	[km]	19,70	28,50	19,70	19,70	19,70
Entre intervenciones	[km]	7,88	11,40	7,88	7,88	7,88
Velocidad de traslado	[km/h]	40,00				

Los recorridos realizados por los vehículos de la distribuidora pueden distinguirse entre aquellos que son panificables y aquellos que no lo son. En los primeros, normalmente relacionados con el mantenimiento preventivo, las distancias pueden optimizarse, en tanto que, en los últimos, usualmente relacionados con el mantenimiento correctivo, los desplazamientos tienen una mayor cuota de aleatoriedad y son, por consiguiente, más ineficientes.

Los valores correspondientes a las distancias recorridas por los móviles de la distribuidora se obtienen por medición o por estimación. En el primer caso es la distribuidora que aporta el promedio de las lecturas de los GPS instalados en los vehículos y promediados por tipo de intervención y zona geográfica.

Cuando no se dispone de la información brindada por el GPS los datos correspondientes a las distancias de traslado pueden estimarse. El cálculo parte del principio que todas las instalaciones de distribución y los usuarios conectados a las mismas pueden ubicarse dentro del radio de influencia de una subestación de distribución (SED's). Consecuentemente todo reclamo de servicio o intervención a las instalaciones que se produzca en el área de influencia de una SET puede relacionarse geográficamente con la misma. Asumiendo que las subestaciones de distribución están ubicadas en el baricentro de las intervenciones se puede relacionar la ubicación de estas con las coordenadas geográficas disponibles para cada SET.

La metodología de cálculo es diferente dependiendo que el recorrido esté relacionado con una intervención de mantenimiento correctivo o preventivo. A continuación, se brinda una descripción de estas ya que sirve para introducir algunos conceptos que posteriormente se utilizarán para la asignación de tiempos a los distintos tipos de intervenciones.



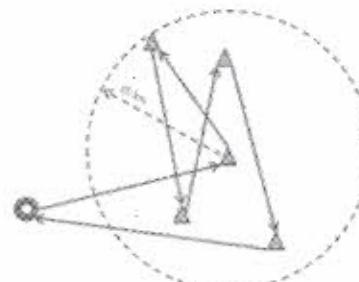
- **Mantenimiento Correctivo**

En términos conceptuales el método aplicado para la determinación de la distancia recorrida, en el caso del mantenimiento correctivo, consistió en calcular, por sorteo aleatorio, para cada base de servicio técnico perteneciente a cada región en las que está subdividida el área de concesión, un cierto número de sitios donde se ejecutarán las actividades previstas para las cuadrillas. El cálculo por base de servicio técnico, efectuado repetidas veces para alcanzar significado estadístico, consistió entonces en determinar las distancias recorridas entre la locación de la base y la de las diferentes intervenciones.

El resultado de las estimaciones provee los tres parámetros necesarios para la determinación de la distancia recorrida que son, el recorrido de ida, el recorrido entre intervenciones, y el recorrido de regreso.

Una distribución, o dispersión, uniforme de la demanda de servicios significa que en un día típico las intervenciones se producen en sitios para los cuales no se reconoce preferencia por alguna dirección, y tampoco se agrupan en un lugar particular del área atendida, en el cálculo realizado para determinar la distancia recorrida se asumió que estos sitios están lo suficientemente próximos a una SET para que la diferencia entre este y el punto de prestación, por compensación de excesos y defectos, sea despreciable y en consecuencia resulte válido calcular el recorrido utilizando las coordenadas geográficas de la SET.

Para simular el comportamiento del mantenimiento correctivo se parte de la locación de la base de atención técnica, determinada por sus coordenadas geográficas, para luego sortear al azar una SET dentro de los municipios que caen en el área atendida por dicha base técnica. A partir de esta primera SET, identificada al azar, en un radio no superior a 15 km se sortean tantas SET como prestaciones pueda realizar una cuadrilla (a los efectos del cálculo del recorrido se adoptó un promedio de 5 prestaciones diarias). Una vez identificado el conjunto de SET's sobre las cuales se realizará el cálculo, las mismas se ordenan en secuencia en que fueron sorteadas ya que a la brigada se le asignan las intervenciones a medida que se producen las emergencias.



A partir de las coordenadas geográficas del edificio en el que está ubicada la base de atención técnica, y conocidas las correspondientes coordenadas de las SED's, se calculan las siguientes distancias características:

Di: Distancia Inicial, distancia recorrida entre la localización de la base técnica y la primera SET sorteada al azar.

dpj: Distancia entre prestaciones, distancia entre la ubicación de la última SET visitada y la siguiente más próxima.

Df: Distancia final, distancia recorrida entre la ubicación de la última SET visitada en la jornada y la base de atención técnica.

De esta manera, la distancia total recorrida por una brigada en un día determinado resulta:

$$D_t = D_i + \sum_{j=1}^{n-1} dp_j + D_f$$



Donde  $n$  representa la cantidad de intervenciones realizadas en un día.

Así calculadas, cada una de las distancias representa el mínimo espacio entre dos puntos. Sin embargo, no es posible que las cuadrillas recorran esta distancia mínima, aún en zonas rurales, sino que deben ajustarse al trazado de vías y calles. En consecuencia, las distancias calculadas inicialmente se incrementaron en el factor 1,41 que es la relación entre la suma de los catetos y la hipotenusa de un triángulo rectángulo de catetos iguales. Para alcanzar valor estadístico, el sorteo de la ubicación de las SET se realizó 10 mil veces. Luego, las distancias características  $D_i$ ,  $d_{pj}$  y  $D_f$  se determinaron como el promedio de todos los cálculos de recorrido realizados.

Si la distancia total  $D_t$  obtenida mediante este procedimiento se divide por el número de intervenciones consideradas por tipo de intervención se obtendrá la distancia promedio assignable para cada una de ellas y el área bajo análisis. Posteriormente el tiempo empleado se calcula dividiendo por la velocidad promedio, normalmente diferente según la densidad demográfica en la región considerada.

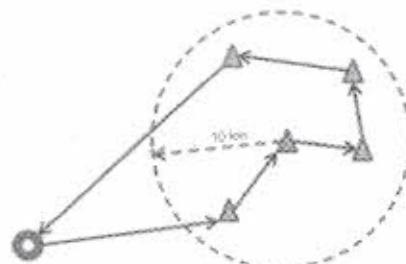
En condiciones óptimas, una cuadrilla efectúa un cierto número de prestaciones diarias. Esta efectividad o rendimiento de prestaciones diarias es variable pues depende de la clase de servicio a ejecutar, y la distancia total recorrida en una jornada es función del número de prestaciones ejecutadas y su tipo.

- Mantenimiento Preventivo

El número de regiones de atención se decide por análisis geográfico en base a la dispersión de la zona de concesión. Dado que en el mantenimiento preventivo las intervenciones a ejecutar son conocidas y por consiguiente programables con antelación, la forma de identificar las SET's en cuya zona se realizará la intervención difiere de la anterior.

Para ejecutar las prestaciones en el caso de mantenimiento preventivo, cada cuadrilla se dirige primero al sitio más próximo a la locación de la gerencia zonal a la cual pertenecen, en segundo lugar, se dirigen al siguiente más próximo, y así sucesivamente. Luego de cumplir con la última prestación regresan a su punto de origen.

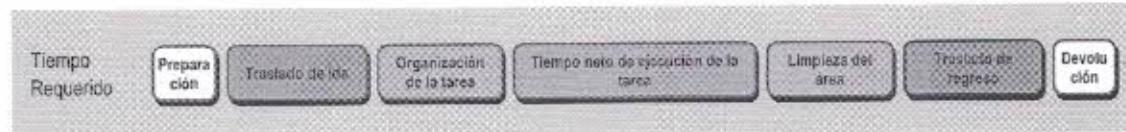
Por lo cual partiendo de la locación de la gerencia zonal determinada por sus coordenadas geográficas se sortea al azar una SET dentro de las comunas que caen en el área atendida por la misma. A partir de esta primera SET, identificada al azar, en un radio no superior a 10 km se sortean tantas SET's como intervenciones de mantenimiento preventivo pueda realizar una brigada (a los efectos del cálculo del recorrido se adoptó un promedio de 5 prestaciones diarias). Una vez identificado el conjunto de SET's sobre las cuales se realizará el cálculo, las mismas se ordenan en secuencia de proximidad, la más próxima primero y así sucesivamente.



A partir de las coordenadas geográficas del edificio en el que está ubicada la gerencia zonal, y conocidas las correspondientes coordenadas de las SET's, lo mismo que en el caso anterior, se calcularon las correspondientes distancias características.

### B.2.3.3 TIEMPO DE INTERVENCIÓN Y TRASLADO

El tiempo que insume completar con una intervención se trata como un objeto cuyos atributos están bien establecidos, y puede definirse como el tiempo transcurrido desde la salida al punto de intervención hasta el regreso al lugar de origen, incluyendo el tiempo que demandan las actividades de preparación para la salida y de devolución al regreso.



Los atributos del tiempo requerido por una intervención, presentados en el cuadro anterior, se definen a continuación:

- Preparación de salida: asignación de la Orden de Trabajo (OT), revisión del vehículo, recepción y carga de materiales, charla de seguridad y capacitación.
- Traslado de ida: viaje desde el punto de origen (Base Técnica) al primer punto de intervención.
- Organización de la tarea: consignación de las instalaciones, asignación de tareas, delimitación del área de trabajo, enclavamientos de seguridad, señalización de prevención, disposición de los materiales.
- Tiempo neto de ejecución: ejecución de la tarea propiamente dicha.
- Limpieza del área: identificación y retiro de sobrantes, limpieza del área, restitución de la consignación, disposición de desperdicios y rezagos.
- Traslado de regreso: viaje desde el último punto de intervención al punto de origen (Base Técnica).
- Devolución al regreso: limpieza del vehículo, devolución de herramientas, y cierre de la OT.

El cuadro anterior ejemplifica el caso en que la intervención demanda una jornada completa de trabajo. Cuando este no es el caso el traslado de regreso se reemplaza por un desplazamiento entre intervenciones, como se comentó en el numeral anterior, más el tiempo correspondiente a la ejecución de la nueva tarea.

Dentro de los atributos enunciados, los tiempos de preparación a la salida y devolución al regreso son, a diferencia de los restantes, son fundamentalmente los mismos para una misma clase de intervención. Así se pueden distinguir los siguientes tiempos que son aplicados al cálculo:

Tiempos de preparación de cuadrillas de O&M	Unidad	Operación	Correctivo	Preventivo	TCT	Comercial
Actividades de preparación de salida	[h]	0,25	0,50	0,67	0,57	0,25
Actividades de devolución al regreso	[h]	0,17	0,25	0,42	0,42	0,17

Se debe notar que, si bien estos tiempos son los mismos para una misma clase de intervención, no son directamente trasladables entre distribuidoras, aunque pueden ser similares, ya que corresponde considerar las particularidades de cada una de ellas.

### B.2.3.4 LISTADO DE MATERIALES

En esta hoja se incluye el Listado de Materiales de los cuales se puede seleccionar los correspondientes a las diferentes intervenciones seleccionadas.

Código	Descripción	Unidad	Costo (US\$)
actal	Aceite para transformador (10.000 ltrs.)	[l]	1,00
Actimbt	Aceite para transformador 315 KVA (470 ltrs.) y 160KVA (340 ltrs.)	[l]	1,00
adeseatmt	Materiales para la adecuación edilicia de la se at/mt	[kil]	750,00
agua	Agua desmineralizada (lavado aisladores)	[l]	0,18
aislador	AISLADOR HIBRIDO PIN PARA LINEAS AEREAS DE 10 KV	[Ud]	26,00
aismt	AISLADOR PIN, POLIMERICOS, 15KV	[Ud]	26,00
aismt3	AISLADOR PIN, POLIMERICOS, 33 KV		43,12

El listado de materiales que se encuentra en la hoja "data" y los precios se corresponden a cotizaciones de mercado a diciembre correspondientes a diciembre 2024.

### B.2.4 Hojas de Intervenciones por Unidad de Instalación

En estas hojas, una para cada tipo de instalación factible, se desarrolla el cálculo de los recursos requeridos por las intervenciones. Las hojas fueron desarrolladas ateniéndose a una presentación uniforme que en el encabezado introduce la sumatoria de los cálculos efectuados.

El resumen de la hoja contiene las horas hombre anuales calculadas por especialidad tipo de intervención (operación, reparación, preventivo y trabajos con tensión), los materiales para cada tipo de intervención y las horas año por tipo de vehículo e intervención.

Totales para LAMT 13,2 Urbana						Total Materiales (US\$)
Actividad	Oficial	Técnico Oficial	Ayudante	Maquinista	Técnico AT	
Opr-Urb	28	28	0	0	0	
Rep-Urb	111	148	21	62	0	
RvAd-Urb	283	394	74	168	0	
TCT-Urb	0	141	0	70	141	

Pick-up [h/año]	Camión [h/año]	Hidro [h/año]	Grua 8t/16t [h/año]	Vehículo Especial	Utillero [h/año]
0	0	0	0	0	28
90	21	0	62	0	0
205	116	78	52	0	0
70	0	70	0	0	0

Dichos valores, al ser expresarlos por unidad de instalación, dan el ratio que, aplicado a un área de concesión determinada, permite determinar los recursos recomendables para su operación y mantenimiento.

La denominación asignada a cada una de estas hojas responde a la sigla de la unidad de instalación de que se trate (por ejemplo, la hoja "la13d" corresponde a la unidad de instalación "línea aérea de 13 kV desnuda"). En el encabezado, la hoja, tiene el resumen del cálculo, luego los parámetros identificatorios de la misma (módulo, vano, tramos expuestos, etc.) y finalmente el detalle de las intervenciones incluidas con los valores obtenidos.

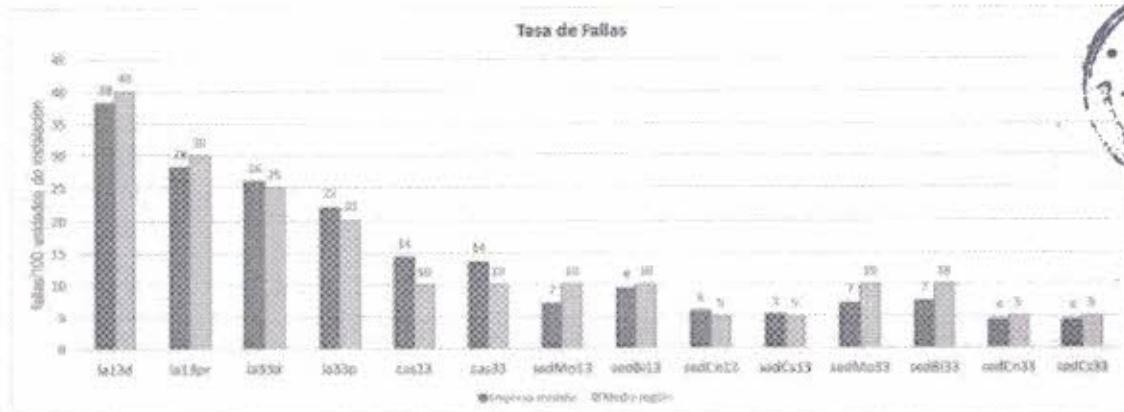
A continuación, se incluye una tabla que lista las hojas donde se desarrolla el cálculo de los ratios indicando la abreviatura con que se identifica la hoja, el valor del ratio calculado y su unidad de medida.

hoja	Descripción	Ratio	Unidad
labtd	Línea aérea BT desnuda	4,13	operarios/100 km
labtp	Línea aérea BT protegida	2,64	operarios/100 km
la13d	Línea aérea 13 kV desnuda	2,45	operarios/100 km
la13pr	Línea aérea 13 kV protegida	2,01	operarios/100 km
la33d	Línea aérea 33 kV desnuda	2,01	operarios/100 km
la33p	Línea aérea 33 kV protegida	1,86	operarios/100 km



la69	Línea aérea 69 kV	1,72	operarios/100 km
la132	Línea aérea 132 kV	1,10	operarios/100 km
la220	Línea aérea 220 kV	1,07	operarios/100 km
casbt	Cable armado subterráneo BT	1,75	operarios/100 km
cas13	Cable armado subterráneo 13 kV	1,17	operarios/100 km
cas33	Cable armado subterráneo 33 kV	1,06	operarios/100 km
cas69	Cable armado subterráneo 69 kV	0,93	operarios/100 km
cas132	Cable armado subterráneo 132 kV	0,95	operarios/100 km
Cas220	Cable armado subterráneo 220 kV	0,95	operarios/100 km
sedMo13	SED monoposte 13kV/400V	0,11	operarios/100 km
sedBi13	SED biposte 13kV/400V	0,12	operarios/100 sed
sedCn13	SED cámara a nivel 13kV/400V	0,43	operarios/100 sed
sedCs13	SED cámara subterránea 13kV/400V	0,42	operarios/100 sed
sedMo33	SED monoposte 33kV/400V	0,11	operarios/100 sed
sedBi33	SED biposte 33kV/400V	0,11	operarios/100 sed
sedCn33	SED cámara a nivel 33kV/400V	0,37	operarios/100 sed
sedCs33	SED cámara subterránea 33kV/400V	0,38	operarios/100 sed
set69	SET 69/13 kV	1,08	operarios/SET
set132	SET 132/13 kV	0,67	operarios/SET
set220	SET 220/13 kV	0,61	operarios/SET
laap	Línea aérea BT Alumbrado Público	0,62	operarios/1000 artefactos
casap	Cable armado subterráneo AP	0,53	operarios/1000 artefactos
comIns	Comercial Inspecciones	0,01	operarios/inspección
comMor	Comercial Morosidad	0,02	operarios/inspección

Los valores obtenidos, de los cálculos efectuados en cada hoja, tienen directa relación con la calidad de servicio supuesta para la red. Si se identifican las intervenciones que causan interrupción de servicio se puede obtener el número de veces por año en que se corta el suministro eléctrico y se lo puede comparar con la media verificable en la región mediante un estudio de benchmarking para establecer las diferencias.



En el cuadro anterior se compara las intervenciones por año previstas por unidad de instalación con el mismo valor encuestado para un grupo significativo de distribuidoras de la región latinoamericana. Como puede constatarse los valores obtenidos son comparables.

#### B.2.4.1 PARÁMETROS DE LA UNIDAD DE INSTALACIÓN

Los parámetros que caracterizan a la unidad de instalación son el módulo, vano, conductor, poste, contaminación, poda, velocidad de traslado. Estos son propios de cada instalación y deben definirse para cada unidad de instalación en forma previa a comenzar el cálculo.

Parámetros de la instalación URBANA	Unidad	Cantidad
Longitud del módulo urbano	[km]	100
Longitud del vano	[m]	70
Selección del tipo de conductor	[ % ]	
Tramo expuesto a contaminación	[ % ]	1%
Selección del tipo de poste	[ % ]	
Tramo bajo poda	[ % ]	5%
Velocidad de traslado	[km/h]	40

El conductor y el poste normalmente son un conjunto de opciones que intervienen en distinta proporción en cada instalación particular. Si este es el caso se identifican todas las opciones y se consigna su valor ponderado como costo de material.

#### B.2.4.2 FRECUENCIA DE INTERVENCIÓN

La Frecuencia de Intervención es la periodicidad anual con que se repite el incidente que ocasiona la intervención sobre el módulo seleccionado como representativo de la instalación.

Reparación LAMT Urbanas			
Atributos de la Intervención			
Código	Tarea	Cuadrilla Tipo	Intervenciones por año
repU-02	Cambio de Poste	c5	7,5
repU-05	Empalme conductor cortado	c2	14,0
repU-06	Cambio Cruceta	c3	5,0
repU-07	Cambio puente auxiliar	c3	4,2
repU-08	Cambio tramo de conductor	c4	7,4
repU-09	Incidencias en suministros de mt.	c2	3,5
repU-10	Reparación de puesto de medición de client	c2	1,8

En la Tabla anterior se indica que para una instalación de 100 km de línea aérea de MT tensión se realizan en promedio 7,5 reemplazos de postes a cargo de una cuadrilla integrada por 4 operarios y dotada de un camión grúa con un brazo de 8t.

El valor de la frecuencia es una recopilación estadística del mismo evento en distintas distribuidoras de la región teniendo en cuenta las siguientes consideraciones.

- Dimensiones de la unidad de instalación.



- Características de las instalaciones.
- Recomendaciones de los fabricantes de los equipos.
- Nivel de contaminación de la región.
- Tasas de falla recopilada por tipo de instalación.
- Normativa de calidad aplicable.

Cabe destacar que dicho valor representa una probabilidad de ocurrencia que puede variar para casos particulares pero que tiende a compensarse en los grandes números dando una buena predicción del total de intervenciones esperadas.

#### B.2.4.3 TIEMPO DE INTERVENCIÓN Y TRASLADO

Al tratar la descomposición del tiempo requerido por una intervención, en el numeral A.2.3.3, se indicó que para su tratamiento se los podía considerar por sus características homogéneas de la siguiente forma:

- Viaje de ida y vuelta desde la base técnica al primer punto de intervención.
- Tiempo de intervención que abarca todas las tareas desde la llegada al punto de intervención hasta el retiro de este una vez finalizada la tarea.
- Desplazamiento entre intervenciones.

A cada intervención se le puede asignar, como propio, el tiempo de desplazamiento desde la intervención anterior y sumarlo al tiempo de intervención. Pero no sucede lo mismo con los tiempos que demandan los viajes de ida y vuelta desde la base técnica que deben ser prorrteados entre las diferentes intervenciones que se ejecuten en una misma jornada laboral.

Reparación LAMT Urbanas					
Atributos de la Intervención					
Código	Tarea	Cuadrilla Tipo	Horas Cuadrilla de Ejecución	Traslado por Intervención	
repU-02	Cambio de Poste	c5	3,87	1,24	
repU-05	Empalme conductor cortado	c2	2,20	0,96	
repU-06	Cambio Cruceta	c3	1,30	0,81	
repU-07	Cambio puente auxiliar	c3	0,50	0,67	
repU-08	Cambio tramo de conductor	c4	4,00	1,26	
repU-09	Incidencias en suministros de mit	c2	2,00	0,92	

En la Tabla anterior la columna denominada Traslado por Intervención esta expresada en horas y toma en cuenta las anteriores consideraciones, así como el hecho de que el prorrato mencionado no es uniforme si no que varía con el tipo de intervención, la distancia del evento, y la velocidad de circulación.

A los efectos de simplificar el cálculo se puede suponer que la cuadrilla ejecuta en una jornada de trabajo exclusivamente el mismo tipo de intervención, y consecuentemente dependiendo de su duración podrá ejecutar un mayor o menor número, sobre el que debe ser distribuido el viaje de ida y vuelta.

$$I_j = \frac{h_u}{h_{ej} + T_e}$$

$$Traslado_j = T_e + \frac{(T_v - T_e)}{I_d}$$

Donde:

$I_j$ : cantidad de intervenciones  $j$  que es posible realizar en una jornada de trabajo

$h_u$ : horas de trabajo útiles por día



$h_{ej}$ : horas de ejecución para la intervención j

$Traslado_j$ : tiempo total de traslado para la intervención j

$T_e$ : tiempo de traslado entre intervenciones

$T_v$ : tiempo de viaje de ida y vuelta hasta el primer punto de intervención incluyendo alistamientos

De acuerdo a la ecuación anterior, el tiempo assignable a los trasladados, es igual al traslado entre intervenciones  $T_e$  más el viaje de ida y vuelta  $T_v$  al que se le descuenta un traslado entre intervenciones y se lo divide por el número de intervenciones por día  $I_j$  para obtener la alícuota assignable a una intervención.

Para estimar el total de horas hombres correspondientes a la intervención se tiene en cuenta que durante ese periodo trabaja una cuadrilla y a cada uno de sus integrantes se le debe asignar el tiempo total de intervención pues, mientras transcurre la misma, la persona está dedicada solo a esa asignación.

Reparación LAMT Urbanas		Oficial	12 Oficial	Ayudante	Mecanista	Técnico TCT
repU-02	Cambio de Poste	33.9	33.9	33.9	33.9	0.0
repU-05	Empalme conductor cortado	39.1	39.1	0.0	0.0	0.0
repU-06	Cambio Cruceta	9.3	9.3	0.0	9.3	0.0
repU-07	Cambio puente auxiliar	4.3	4.3	0.0	4.3	0.0
repU-08	Cambio tramo de conductor	69.3	34.7	69.3	0.0	0.0
repU-09	Incidencias en suministros de mt	9.1	9.1	0.0	0.0	0.0
repU-10	Reparación de puesto de medición de cliente de mt	8.2	8.2	0.0	0.0	0.0

Las horas asignadas a los integrantes de la cuadrilla reflejan las horas-año gastadas en un tipo específico de intervención discriminadas según la jerarquía de sus integrantes de acuerdo con la composición de esta. La sumatoria de los tiempos de todas las intervenciones realizadas en un año, sobre una instalación, da el total de horas hombre año requeridas por el mantenimiento de esta.

La cuadrilla además de sus integrantes también tiene asignados vehículos y equipos que son empleados durante todo el tiempo que dura la intervención. Conocida la utilización anual de un vehículo o equipo para una intervención se puede estimar el total de horas año demandadas por la sumatoria de todas las intervenciones para una instalación determinada.

Atributos de la Intervención	Horas vehículo por año cada 100 Km						
	Tarea	Pick-up	Camión	Hydro	Grúa 8t/8k	Vehículo Especial	Utilitario
Cambio de Poste	0.0	33.9	0.0	33.9	0.0	0.0	0.0
Empalme conductor cortado	39.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Cambio Cruceta	9.3	0.0	0.0	9.3	0.0	0.0	0.0
Cambio puente auxiliar	4.3	0.0	0.0	4.3	0.0	0.0	0.0
Cambio tramo de conductor	34.7	0.0	34.7	0.0	0.0	0.0	0.0
Incidencias en suministros de mt	9.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Reparación de puesto de medición de cliente de mt	8.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

#### B.2.4.4 MATERIALES

La recopilación de los materiales a utilizar por intervención se realizó en conjunto con el tipo de intervenciones y el tiempo de trabajo insumido por las mismas entre un grupo de distribuidoras de la región de las cuales se obtuvo información sobre los consumos promedio.

Los materiales que demanda una intervención determinada también son conocidos y relacionados con ella. La diferencia respecto de los anteriores es que en este caso no se pueden sumar sin antes reducirlos a un factor común, como es la moneda de cuenta que se utilice para valorizar los materiales. Luego de esta conversión la sumatoria de lo gastado anualmente para cada intervención dará el costo total de materiales por año para una instalación determinada.

Atributos de la Intervención	Materiales por año cada 100Km							
	Total [US\$]	[US\$] por intervención	Código	Cantidad	[US\$/Unidad]	Código	Cantidad	[US\$/Unidad]
Cambio de Poste	1,426.79	190.24	phorm1	40%	167.40	phorm2	40%	243.45
Empalme conductor cortado	0.00	0.00	manmt	1	0.00			
Cambio Cruceta	232.55	46.53	crhmt	0.2	0.00	mormt	1	12.13
Cambio puente auxiliar	81.44	19.39	mormt	1	12.13	condmt1-de	1.2	0.04
Cambio tramo de conductor	4,306.92	579.14	mormt	2	12.13	varmt	2	3.68
Incidencias en suministros de mt	1,050.00	300.00	repmmr	1	300.00			0.00
Reparación de puesto de medición de cliente de mt	788.90	450.80	medmt	1	450.80			0.00

En el cuadro anterior se muestra que los materiales utilizados en una intervención se identifican por un código asociado con la cantidad empleada. El código permite establecer el precio unitario, en una tabla de la hoja "data", y multiplicado por la cantidad permite determinar lo gastado por una intervención. Asimismo, repitiendo la operación con la frecuencia de la intervención da el costo anual correspondiente a la misma.

En algunos casos para una misma intervención se pueden usar diferentes materiales, como postes de hormigón o madera, en este caso la cantidad empleada en la intervención irá proporcionada a la utilización promedio que se haga de ese material.

### B.2.5 Hoja "rt" de Ratios de Mano de Obra

Ratio es la razón o cociente entre dos magnitudes correlacionadas estadísticamente, que permite determinar la magnitud de una de ellas conociendo el volumen de la otra.

Esto es, para que exista un ratio debe verificarse una correlación estadística entre el numerador y el denominador del cociente, de modo que para diferentes cantidades se mantenga la proporcionalidad entre ambas variables.

En el caso tareas de O&M, el ratio indica la relación existente entre la cantidad de horas hombre requeridas para realizar una tarea y el volumen de la instalación sobre la cual se realiza. Si el ratio se define sobre una unidad de instalación, la magnitud de la mano de obra necesaria para la operación y mantenimiento de la misma se obtiene por el simple trámite de multiplicar el ratio por su volumen.

Mediante la aplicación de ratios al volumen de las instalaciones o transacciones administrativas se establece la cantidad de mano de obra directa requerida para su gestión.

Los ratios utilizados por el modelo, aplicables a funciones técnicas o comerciales, son producto de procesos de optimización efectuados en diferentes empresas de servicio de distribución eléctrica de Latinoamérica, ajustados, en los casos que resulte necesario, a las características propias del área de concesión analizada.

#### B.2.5.1 RATIOS RELACIONADOS CON LAS INSTALACIONES

En este caso se busca relacionar la magnitud de las instalaciones con el esfuerzo y la complejidad para operarlas, se trata en su mayoría de tareas de campo relacionadas con las mismas.

En el numeral A.2.4 se reseña como a partir del análisis de las intervenciones necesarias para operar y mantener una unidad de instalación se pueden determinar los ratios aplicables a la estimación de mano de obra directa. Los valores obtenidos de los cálculos realizados en cada hoja de instalación se trasladan a la hoja "rt" y se presentan en la tabla que se introduce a continuación. Estos ratios, que resumen los cálculos explicados anteriormente, son tomados desde aquí para las estimaciones de costos de personal, contratistas, y materiales.

Red MT	Total [horas-ano 100Km]	[horas-ano / 100 Km]				[US\$] Mensual
		Cross	Conductores	Terminales	Conjunto	
Urbano LAMT hasta 13.2 kV desnuda	3,229.4	96.7	462.6	1,228.9	1,441.2	38,479.5
Rural LAMT hasta 13.2 kV desnuda	4,345.4	184.1	477.0	1,790.2	1,894.2	24,819.4
Urbana LAMT hasta 13.2 kV aislada	2,642.4	76.0	326.7	871.2	1,368.4	35,663.0
Rural LAMI hasta 13.2 kV protegida	3,147.2	142.5	371.2	1,126.5	1,507.0	40,770.8
Urbana LAMI hasta 13.2 kV	1,536.2	74.1	1,321.9	140.2	1,368.4	16,068.4

Los vehículos y equipos necesarios también se toman de la hoja de instalaciones y forman parte de la tabla de mano de obra y materiales expuesta en el párrafo anterior.



Red MT	Costo promedio [USD/m³/100 km]	VEHICULOS [horas-año / 100 km]					
		VIAL	PAIS	cam/	1173	1173	1173
Urbano LAMT hasta 13.2 kV desnuda	15,320.2	1,423.1	632.5	157.6	463.1	113.9	
Rural LAMT hasta 13.2 kV desnuda	18,673.1	2,005.7	1,046.4	335.6	503.1	117.8	
Urbano LAMT hasta 13.2 kV protegida	12,785.5	1,176.7	554.2	122.9	352.2	109.4	
Rural LAMT hasta 13.2 kV protegida	13,872.4	1,440.9	768.5	181.2	404.4	88.8	
Urbano LASMT hasta 13.2 kV	8,031.9	697.7	92.0	353.9	61.4	84.8	

Hay un ratio por cada una de las unidades de instalación presentadas en la relación brindada en el numeral A.2.4 y se presenta agrupas por nivel de tensión.

- Estaciones Transformadoras AT/AT o AT/MT
- Red de AT
- Red de MT
- Subestaciones de Distribución MT/BT
- Red BT
- Red Alumbrado Público

#### B.2.5.2 RATIOS RELACIONADOS CON LA TAREA

Cuando la relación es entre la cantidad de horas hombre requeridas para realizar una tarea y el volumen anual de la tarea. El ratio es el tiempo que demanda ejecutar una unidad de tarea. Este es el caso de las tareas comerciales de gestión de mora e inspección de acometidas.

Gestión Saldos Morosos	Horas-hombre	Horas-hombre
	Unidad de medida	Unidad de medida
Suspensiones pequeñas demandas	0.70	0.39
Suspensiones medianas demandas	1.21	0.65
Verificaciones pequeñas demandas	0.70	0.39
Inspección y Recuperación de Energía	Horas-hombre	Horas-hombre
	Unidad de medida	Unidad de medida
Inspección Pequeñas Demandas Urbanas	0.36	0.39
Inspección Medianas Demandas Urbanas	0.54	0.65
Inspección Grandes Demandas Urbanas	2.45	0.65

Esta relación también se puede expresar como cantidad de acciones por unidad de tiempo. Normalmente aplicables a tareas de oficina.

En este caso los ratios están agrupados en:

- Mora e Inspecciones
- Proyectos de Ingeniería

#### B.2.5.3 RATIOS RELACIONADOS CON EL NÚMERO DE CLIENTES

En este caso se establece una correlación entre el número de clientes a atender y el volumen de la tarea para elaborar un ratio que relaciona la cantidad de horas hombre requeridas para realizar una tarea y la clientela a la que se le presta servicio.

Atención Clientes (clv/pers)	[clientes/empleado-año]			
	0K-10K	10K-50K	50K-100K	100K+
Tamaño promedio del área de atención [k-clientes]	0.11	7.63	7.63	5.00
Clientes atendidos por empleado-año [clientes]	5,000	5,000	9,941	13,432

Dentro de este tipo también están incluidos los ratios que relacionan el volumen de la tarea y la capacidad para evacuarla en términos de horas hombre por parte del personal. Como es el caso de las llamadas recibidas al call center por año.

Call center	Llamadas call-año/clv			Operativo	Operativo	Operativo
	Total	Comerciales	Técnicos			
Ratio	1,298	0,519	0,779	0,07	0,05	0,06



El ratio se expresa en número de llamadas por cliente, y está relacionado con el tiempo de atención que insume cada llamada. Se reciben 1.298 llamadas por cliente y por año que demandan en promedio 0,06 horas hombre por llamada.

Lectura y Reparto	Lectura ct/día		reparto ct/día		Rep. ct/día
	Valores	Rep. ct/día	Valores	Rep. ct/día	
Rep. ct/día	340	140	442	182	177

Otro caso es el de lectura donde el ratio se expresa como número de lecturas por cliente y por día.

En esta hoja se introducen los siguientes ratios relacionados con la clientela:

- Atención Clientes
- Nuevos Suministros y Conexiones
- Caja (facturas cobradas)
- Lectura, Facturación y Reparto
- Gestión Cobranzas (conciliaciones bancarias, análisis de saldos, planificación de suspensiones, etc.)
- Laboratorio de medidores
- Call Center
- Espacio para oficinas

### B.3 Hoja "ser" de Servicios Suministrados por Terceros

En esta hoja se estima el costo, de los servicios suministrados por terceros. A partir de los valores de mano de obra establecidos por el convenio laboral aplicable, se valoriza la cuadrilla típica para cada especialidad de trabajo, a la que se le incorpora el costo de los vehículos y equipos utilizados, en función del tiempo estimado para trabajos similares. Para completar el cálculo se consideran la vestimenta, elementos de seguridad y herramientas menores. A la sumatoria de estos conceptos se le incorpora un porcentaje en concepto de gastos de administración y todo se incrementa por el mark-up seleccionado beneficio del contratista.

#### B.3.1 Costo de Vehículos

Los vehículos típicos que participan en las operaciones de distribución se valorizan en sus componentes de capital y gastos de operación y mantenimiento.

Costo anual	Unidad	Vehículos									
		1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
Valor		10.549	95.326	55.192	122.580	106.197	68.989,8	15.721	48.746		
Reembolso		20.800,0	32.760,0	16.000,0	35.800,0	1.560,0	10.400,0	39.000,0	1.560,0		
Consumo combustible		gasolina	gasolina	gasolina	gasolina	gasolina	gasolina	gasolina	gasolina		
Consumo especializado		10	8	5	5	12	5	11	12		
Leasing	[1000/año]	2.336,9	7.987,0	12.478,8	27.805,6	24.011,0	15.596,4	3.441,5	10.908,3		
Operación		gasolina	gasolina	gasolina	gasolina	gasolina	gasolina	gasolina	gasolina		
Mantenimiento		1.943,5	3.540,0	4.196,0	2.637,6	10.185,3	1.795,4	3.065,4	16.185,4		
Combustible		gasolina	gasolina	gasolina	gasolina	gasolina	gasolina	gasolina	gasolina		
Cubresol		517,5	1.766,3	2.759,6	5.149,0	5.309,9	3.449,5	761,1	2.412,3		
Seguro e Impuestos		176,5	998,7	1.245,9	747,5	7.737,0	496,4	431,0	7.737,0		
Herramientas del vehículo (anualidad)		390,6	2.036,1	3.181,6	7.089,4	8.122,0	3.977,1	877,5	2.783,2		
Costo anual por unidad											
		1.744	3.366	3.366	3.366	3.366	1.744	3.366	3.366		
		1000/año	1000/año	1000/año	1000/año	1000/año	1000/año	1000/año	1000/año		
		18.073	27.528	47.866	62.732	28.687	10.220	43.391			

Los equipos se valorizaron teniendo en cuenta el costo de la unidad, los kilómetros recorridos, el costo del combustible, los gastos de mantenimiento y reparaciones y los impuestos y seguros asociados. El tiempo de empleo de vehículos y equipos se estimó a partir de las horas de uso previstas de cada unidad de instalación para las diferentes tareas realizadas. A este cálculo también se le incorpora la anualidad correspondiente a las herramientas mayores que usualmente forman parte del equipamiento del vehículo para cumplimentar las tareas requeridas por la intervención.

Los valores estimados se utilizan tanto para el personal propio como para el contratado, si bien para este último se debe realizar una estimación adicional para determinar el costo por hora.



### B.3.2 Costo del personal tercerizado

La dotación promedio utilizada por el contratista para cada una de las instalaciones se calcula con la información obtenida de las hojas de intervenciones. En el numeral A.2.4 se mostró como se calculaba las horas hombre requeridas por cada intervención en una determinada unidad de instalación, la sumatoria de estas horas permite establecer la composición de la cuadrilla promedio utilizada por cada unidad de instalación y el total de horas gastadas anualmente por cada unidad.

Dotación Promedio para Módulo	Categoría	O&M [operario]							
		SL	AVG	MAX	MIN	CANT	SL%	AVG%	MAX%
Capataz	[operario]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Oficial	[operario]	0,69	0,67	1,09	0,47	0,12	2,86	1,00	0,79
1/2 Oficial	[operario]	0,46	1,14	2,38	0,42	0,12	2,21	0,58	
Ayudante	[operario]	0,25	0,07	0,26	0,27	0,01	1,73	1,00	0,44
Mecanista	[operario]	0,07	0,52	1,01	0,01	0,02	0,93	0,01	
Técnico A	[operario]	0,00	0,15	1,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Dotación total	[operario]	1,5	2,5	5,8	1,2	0,3	7,7	2,0	1,8
Total Horas Gastadas	[h]	1.543,5	3.351,7	7.574,8	1.536,2	356,1	10.163,5	2.631,4	2.411,2

Aplicando al cuadro anterior los salarios, derivados del convenio laboral correspondiente, se obtiene el costo por hora hombre de la cuadrilla promedio.

Costo Salarial	Categoría	O&M [USD/operario-año]							
		SL	AVG	MAX	MIN	CANT	SL%	AVG%	MAX%
Capataz	[USD/h]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Oficial	[USD/h]	8,05	4,53	3,26	6,84	2,57	6,34	3,57	7,40
1/2 Oficial	[USD/h]	4,73	6,74	6,25	5,43	6,76	4,32	0,00	4,80
Ayudante	[USD/h]	2,17	0,35	0,60	3,11	0,38	3,03	6,76	3,26
Mecanista	[USD/h]	0,76	3,12	2,69	0,18	1,20	1,84	0,00	0,13
Técnico A	[USD/h]	0,0	1,3	3,8	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0
Costo promedio por hora	[USD/h]	16,91	16,04	16,58	13,33	0,04	15,53	15,32	15,62

Al que se le debe incorporar el costo de vehículos y del equipo de trabajo compuesto por herramientas personales, equipo de protección y ropa de trabajo.

Costo de Vehículo para Contratista	Categoría	O&M [USD/operario-año]							
		SL	AVG	MAX	MIN	CANT	SL%	AVG%	MAX%
Valor del vehículo	[operario]	10.349	35.326	65.192	122.980	106.197	65.989,8	15.221	48.246
Leyendas	[operario]	2.425,8	8.780,2	12.936,8	28.826,3	24.892,4	16.171,1	3.567,8	11.308,7
Resto de costos de O&M	[operario]	3.236,1	10.086,0	15.048,8	20.049,3	38.720,6	13.089,0	6.779,0	32.482,3
Costo anual por unidad	[operario]	5.862,0	18.866,2	27.985,7	48.875,6	63.613,0	29.260,1	10.346,8	45.791,0
Costo horario promedio por vehículo	[USD/veh/h]	3,1	3,9	6,7	15,6	40,7	14,0	2,2	28,0
Equipo de trabajo		O&M [USD/operario-año]							
Equipo de herramientas personales		SL	AVG	MAX	MIN	CANT	SL%	AVG%	MAX%
Equipo de protección personal	[USD/año]	83,8	83,8	83,8	83,8	83,8	83,8	83,8	83,8
Equipo de trabajo	[USD/año]	87,2	87,2	87,2	87,2	87,2	87,2	87,2	87,2
Alquiler de amortización por m	[USD/m]	295,0	295,0	295,0	295,0	295,0	295,0	295,0	295,0

Los valores mostrados corresponden a la amortización anual aplicable a los bienes considerados. A ese efecto, el equipo mínimo de trabajo se amortiza en 60 meses, el material de protección y señalización en 16 meses, y la ropa de trabajo en plazos que varían desde 24 meses para el casco hasta 2 meses para los guantes.

### B.3.3 Precio de Venta del Contratista

Con los valores mostrados anteriormente se puede componer el costo de un contratista operando eficientemente en el área de servicio de la distribuidora. Para obtener el valor de facturación a ese costo se le debe agregar los gastos de administración y una utilidad razonable.

Precio de venta	Categoría	O&M [USD/operario-año]							
		SL	AVG	MAX	MIN	CANT	SL%	AVG%	MAX%
Costo anual por hora	[USD/h]	22,2	20,8	21,5	18,2	18,8	22,7	16,8	20,3
Gastos de administración	[USD/h]	3,9	3,7	3,8	3,2	3,3	4,0	3,0	3,6
Mark-up del Contratista	[USD/h]	4,6	4,3	4,5	3,8	3,9	4,7	3,5	4,2
Ingresos brutos	[USD/h]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Costo anual promedio por opera	[USD/h]	30,70	28,72	29,76	25,23	26,97	31,39	23,20	28,10

Al costo anual por hora hombre calculado anteriormente se le agrega un porcentaje de gastos de administración, que varía según sean las circunstancias de la distribuidora, sobre estos



valores se aplica la utilidad del contratista. Finalmente, de ser aplicables se agregan los impuestos locales.

Las cifras mostradas corresponden al precio de venta anual estimado para el contratista. Aplicando la misma metodología para las tareas correspondientes a la explotación Comercial se obtienen valores similares aplicables a esa área.

Precio de venta	Unidad	Comercial (US\$Xoperario-año)			
		Horas de trabajo	Costo	Utilidad	Impuestos
Costo anual por hora	[US\$/h]	15,8	18,1	18,1	14,4
Gastos de administración	[US\$/h]	2,8	3,2	3,2	2,5
Mark-up del Contratista	[US\$/h]	1,3	1,8	1,8	1,0
Impuestos finales	[US\$/h]	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Costo anual promedio por hora</b>	[US\$/h]	<b>21,93</b>	<b>24,08</b>	<b>24,08</b>	<b>19,94</b>

Los valores anuales expuestos se aplican a las horas hombre requeridos para realizar cada una de las tareas de explotación Comercial o Técnica para determinar los costos por tarea o por unidad de instalación trasladables cuando la misma es suministrada por el contratista.

#### B.4 Hoja "dot" de costos de Personal, Servicios y Materiales

La determinación del personal requerido para la explotación de la distribuidora es un proceso top-down que se complementa con otro bottom-up. En el primero se define la estructura y en el segundo se realiza el cálculo del número de empleados.

La necesidad de personal, servicios contratados y suministros requeridos por la operación, mantenimiento y actividades comerciales se determina a partir de las instalaciones de subtransmisión y distribución, mediante la aplicación de ratios de mano de obra y materiales. Al personal calculado se le agrega la estructura de personal staff y de apoyo para obtener la dotación total.

Posición	Categoría	Unidad	Estructura Orgánica							Total
			general	finanzas	abastecimiento	m. h.	Ti	comercial	o&m	
Gerente General	N-1	[empleado]	1	0	0	0	0	0	0	1
Gerente	N-2	[empleado]	4	1	1	1	1	1	1	10
Subgerente	N-3	[empleado]	0	0	0	0	0	0	0	0
Jefe Departamento	N-4	[empleado]	1	3	2	0	2	5	4	17
Jefe Sección	N-5	[empleado]	4	7	4	4	5	14	10	48
Profesional	N-6	[empleado]	10	17	11	7	17	23	67	152
Supervisor	N-7	[empleado]	0	0	2	0	0	30	0	32
Empleado	N-8	[empleado]	10	13	18	6	10	166	51	274
Capitales	N-9	[empleado]	0	0	0	0	0	14	35	49
Operario	N-10	[empleado]	0	0	0	0	0	0	231	231
<b>Dotación total</b>		[empleado]	<b>30</b>	<b>41</b>	<b>38</b>	<b>18</b>	<b>35</b>	<b>253</b>	<b>399</b>	<b>814</b>

Los ratios se obtienen de la hoja "rt" descripta en el numeral A.2.5, que resume los cálculos efectuados en las hojas de intervención para cada unidad de instalación. La estructura staff y de apoyo se calcula a partir del número de clientes atendidos por la distribuidora aplicando algoritmos obtenidos por interpolación de datos de un grupo representativo de distribuidoras de diferentes tamaños. El total de mano de obra calculada se reparte entre personal en relación de dependencia y contratado. Los primeros se valorizan a costo del mercado y los últimos al valor de la tarea contratada. La metodología consiste en incorporarle a la mano de obra directa los costos de supervisión y dirección estimados a partir de la estructura orgánica prevista para el funcionamiento de la distribuidora



Posición	Nº	Costo	Costo salarial anual							Total	
			general	finanzas	abastecim.	rr. hh.	tecn.	comercial	o&m		
Gerente General	N-1	[\$USD/diario]	379	0	0	0	0	0	0	379	
Gerente	N-2	[\$USD/diario]	651	213	213	213	213	213	213	2.127	
Subgerente	N-3	[\$USD/diario]	0	0	0	0	0	0	0	0	
Jefe Departamento	N-4	[\$USD/diario]	137	412	275	0	275	687	550	2.337	
Jefe Sección	N-5	[\$USD/diario]	344	601	344	344	430	1.203	859	4.124	
Profesional	N-6	[\$USD/diario]	490	834	539	343	834	1.128	3.285	7.453	
Supervisor	N-7	[\$USD/diario]	0	0	81	0	0	1.208	0	1.289	
Empleado	N-8	[\$USD/diario]	379	483	682	227	379	6.292	1.933	10.385	
Capataz	N-9	[\$USD/diario]	0	0	0	0	0	564	1.410	1.974	
Operario	N-10	[\$USD/diario]	0	0	0	0	0	0	8.755	8.755	
Costo salarial anual total			[\$USD/año]	2.580	2.553	2.133	1.127	2.130	11.294	17.005	38.822

Para realizar el cálculo del plantel de personal se trabaja con los organigramas explosionados a nivel de operarios y empleados. La determinación se realiza aplicando ratios de mano de obra, expresados generalmente en horas hombre por año, a las instalaciones de la distribuidora, a la cantidad de transacciones realizadas, o a el número de clientes. Los ratios utilizados son de dos tipos uno para la determinación de la mano de obra directa y otro para la determinación de la mano de obra indirecta.

Ratios de mano de obra directa:

- Relacionados con las instalaciones
- Relacionados con la tarea

Ratios de mano de obra indirecta:

- Algoritmos de regresión
- Algoritmos de interpolación

#### B.4.1 Cantidad de Personas

En esta hoja fundamentalmente se determina la cantidad de personas, en relación de dependencia o suministradas por terceros, necesarias para el funcionamiento de la distribuidora.

La determinación de la cantidad de personal requerido por una intervención, o actividad administrativa, se realiza dividiendo las horas totales demandas por ella por las horas útiles disponibles.

$$\text{Personas Requeridas} = \frac{\text{Horas Hombre Año Requeridas [h/año]}}{\text{Horas Utiles trabajadas por Persona Año} [\frac{h}{ud}]}$$

Donde:

**Horas Requeridas:** Es la cantidad de horas hombre por año que demanda la tarea, calculada según la metodología expuesta anteriormente

**Horas Útiles Trabajadas:** Es la cantidad de horas hombres, sin ineficiencias, efectivamente trabajadas por un empleado por año

Se define como ineficiencias al tiempo diario inactivo durante el cual se socializa con los compañeros de trabajo, se prepara un café, se comenta los sucesos del día, se fuma un cigarrillo, etc. La resultante es que el tiempo sin estas ineficiencias es menor que la jornada legal de trabajo.

Una vez conocido el número de personas requeridas por la operación, introduciendo el porcentaje de participación del contratista se puede discriminar el total de personas calculadas entre personal en relación de dependencia y personal contratado.



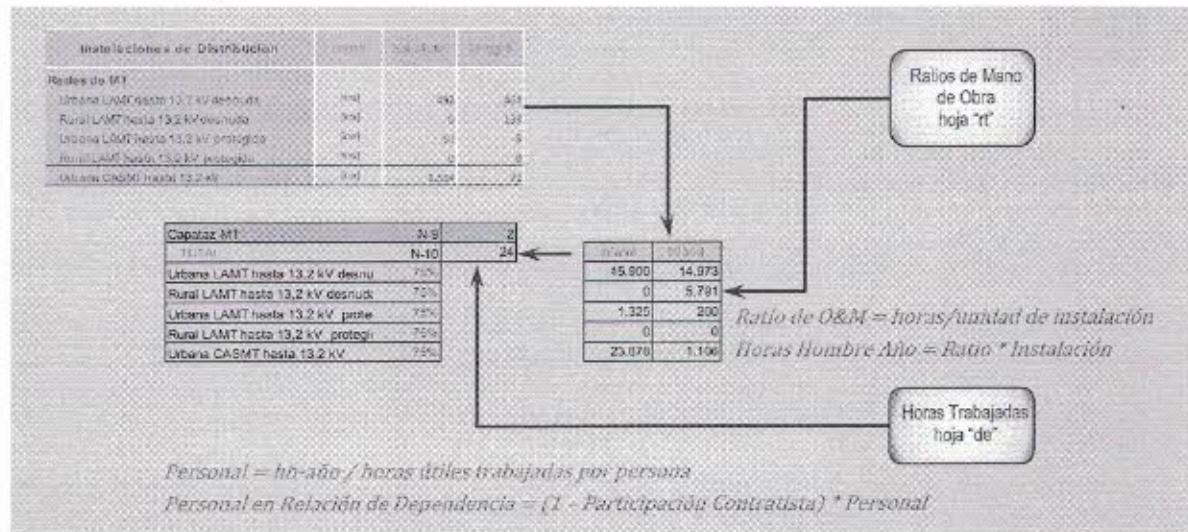
## B.4.2 Determinación de la Mano de Obra Directa

De acuerdo a la metodología de cálculo seleccionada, mediante la aplicación de ratios adecuados al volumen de las instalaciones o transacciones administrativas se establece la cantidad de mano de obra directa requerida para la gestión.

### B.4.2.1 RATIOS RELACIONADOS CON LAS INSTALACIONES

Este ratio busca vincular la magnitud de las instalaciones con el esfuerzo y la complejidad para operarlas y mantenerlas. Se utiliza para establecer la cantidad de personal requerido por tareas de campo relacionadas con las mismas. La metodología de cálculo, descripta en detalle en el numeral A.2.5.1, consiste en determinar el ratio para una unidad de instalación y luego expandirlo.

En el esquema que se introduce a continuación se muestra la secuencia de operaciones necesarias para establecer la cantidad de mano de obra directa de operación y mantenimiento en relación de dependencia de instalaciones técnicas de subtransmisión o distribución.



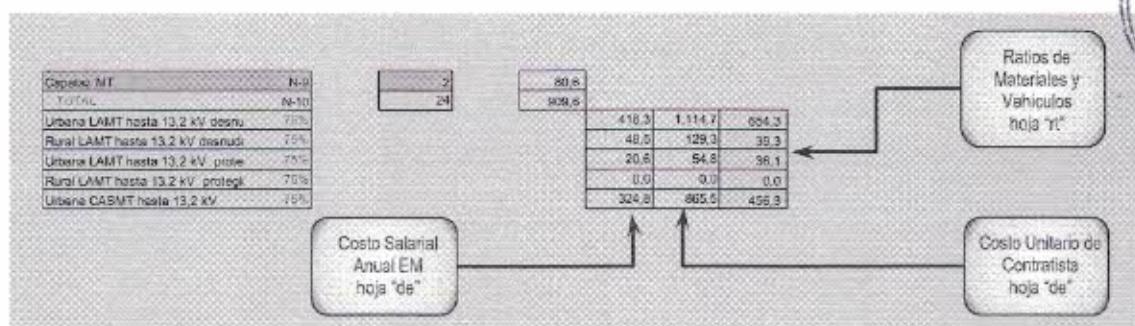
El esquema se extrajo de la hoja "dot" y muestra algunas celdas pertenecientes a la misma. En ella las instalaciones de MT están discriminadas en dos zonas y para cada una de ellas se realiza una determinación separada, en las columnas encabezadas con una celda verde titulada "[h/año]", donde se calculan las horas hombre netas para la operación y mantenimiento, para lo cual el tamaño de la instalación de la Empresa Modelo se multiplica por las horas hombre por unidad de instalación.

$$\text{Horas Hombre EM} = \text{Tamaño EM [km de red]} / 100 * \text{Ratio [HH-año/100 km]}$$

Para determinar la cantidad de personas necesarias en relación de dependencia se divide el resultado anterior por las horas netas de trabajo por empleado, cuya determinación se encuentra en el numeral A.6.4, y se le descuenta la participación del contratista.

$$\text{Personas en Relación de Dependencia EM} = (1 - \text{Participación Contratista}) * \text{Horas Hombre EM [HH-año]} / \text{Tiempo Neto / [HH-año]}$$

El cálculo se completa con la estimación de los costos de servicios y materiales.



El ratio de costo de materiales y vehículos se calcula por intervención en conjunto con el de horas hombre año, utilizado para la determinación de la cantidad de personal.

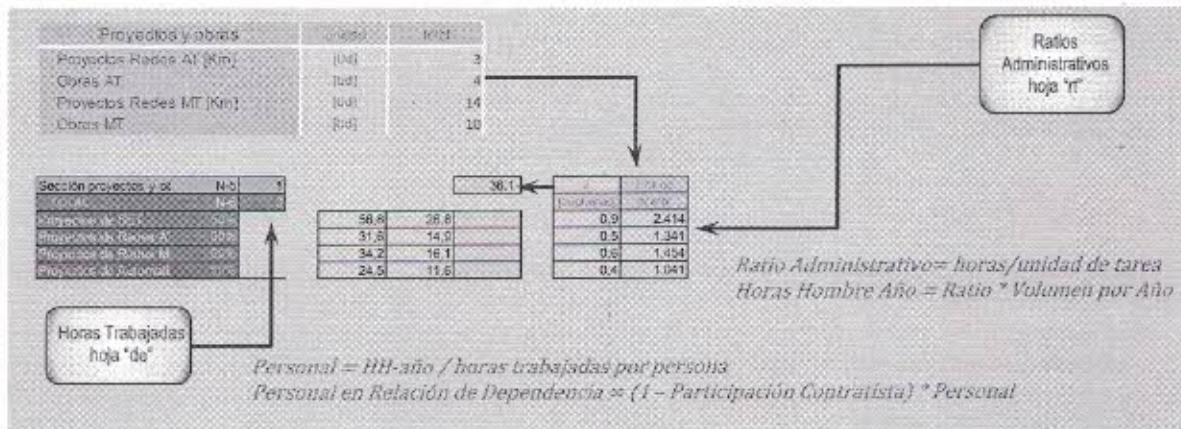
Los costos de servicios contratados son las horas año de trabajo, netas del personal en relación de dependencia, multiplicadas por el precio de venta por hora asignado al contratista, cuya determinación se encuentra en el numeral A.3.3.

Finalmente, el costo del personal propio surge de aplicar la escala salarial, representativa de los valores de mercado, al conjunto de personas pertenecientes a la Empresa Modelo, determinadas tal como se presentó en este mismo numeral. Ese valor global asignado al área de MT debe distribuirse entre las diferentes instalaciones atendidas por el mismo equipo, para lo cual el valor calculado se prorrata entre las instalaciones en forma proporcional a las horas hombre por año asignadas a cada una de esas instalaciones.

#### B.4.2.2 RATIOS RELACIONADOS CON LA TAREA

En este caso se recurre a relacionar el volumen de la tarea y la capacidad para evacuarla en términos de horas hombre por parte del personal. Estos ratios se utilizan para establecer la cantidad de personas requeridas por las actividades de explotación comercial o técnica que no pueden vincularse con el tamaño de las instalaciones. La metodología de cálculo, descripta en detalle en el numeral A.2.5.2, consiste en determinar el volumen de la tarea y luego dividirlo por la cantidad de acciones que se pueden ejecutar por unidad de tiempo y por persona.

En el esquema que se introduce a continuación se muestra la secuencia de operaciones necesarias para establecer la cantidad de empleados en relación de dependencia para ejecutar tareas de ingeniería o de servicio al cliente.



El esquema se extrajo de la hoja "dot" y muestra algunas celdas pertenecientes a la misma que presentan la determinación del personal y su costo para la oficina de Proyectos y Obras. El volumen de la tarea es el número de proyectos realizados por año. El ratio, que se extrae de la hoja "rt" está expresado en Horas Hombre por proyecto y en la columna encabezada con una celda verde titulada "[h/año]", se multiplica el ratio por el número de proyectos a

ejecutar para obtener las horas hombre netas por año requeridas para la elaboración de proyectos y obras de subtransmisión y distribución.

Para determinar la cantidad de personal propio se divide el resultado anterior por las horas netas de trabajo por empleado, cuya determinación se encuentra en el numeral A.6.4, y se le descuenta la participación del contratista.

El costo de los materiales aparece en las celdas celestes, las que están vacías por no considerarse materiales para esta actividad. Sin embargo, en la fila correspondiente a la jefatura de sección aparece el costo correspondiente al uso y mantenimiento de dos vehículos utilizados por toda el área de ingeniería para relevamientos e inspección de obra.

Como en el caso anterior, los costos de servicios contratados son las horas año de trabajo, netas del personal en relación de dependencia, multiplicadas por el precio de venta por hora asignado al contratista, cuya determinación se encuentra en el numeral A.3.3.

Finalmente, el costo del personal propio surge de aplicar la escala salarial, representativa de los valores de mercado, al conjunto de personas determinadas como personal propio.

#### B.4.3 Mano de Obra Indirecta

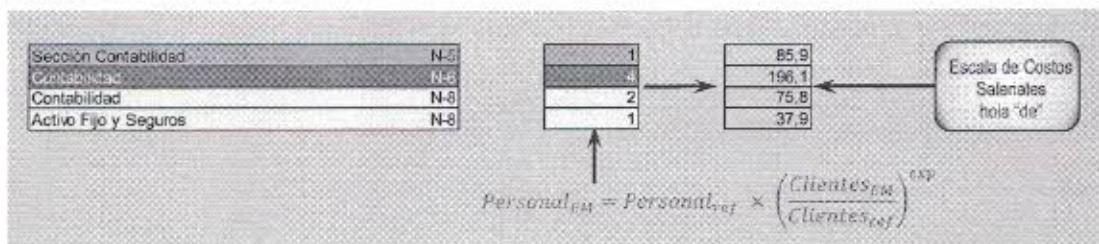
Mediante la aplicación de ratios adecuados al volumen de transacciones administrativas se establece la cantidad de mano de obra indirecta requerida para su gestión.

Las funciones de apoyo se inscriben dentro la mano de obra indirecta. Hay dos tipos de funciones de apoyo, por un lado, aquellas que, perteneciendo a la estructura técnica o comercial, no participan directamente en la ejecución de las labores de explotación, estando su accionar centrado en actividades tales como supervisión, planeamiento, laboratorio, administración, etc. Y por otro lado cualquiera de las funciones pertenecientes a las llamadas estructuras de Apoyo o Staff como, Finanzas, Administración, Legales, etc.

Un número importante de estas funciones puede determinarse por el volumen de la tarea realizada cuya metodología de cálculo se expuso en el apartado anterior. Para las restantes se puede usar un algoritmo de interpolación.

Para aquellas funciones de las estructuras de apoyo y staff que son muy específicas, para las que es difícil calcular su dimensión por el volumen de la tarea, el personal requerido puede determinarse recurriendo a una empresa, tomada como referencia, de la cual se conozcan todos los datos de estructura.

Con estos elementos se puede generar un algoritmo de interpolación que permite estimar la dotación de la empresa objeto conocidos la dotación y número de clientes la distribuidora de referencia.



El esquema presentado se extrajo de la hoja "dot" y muestra algunas celdas pertenecientes a la misma que presentan la determinación la cantidad de personal y el costo correspondiente al mismo la Sección de Contabilidad. La cantidad de personal se estima aplicando el algoritmo mostrado, el que se desarrolló a partir de la observación de un grupo de empresas de diferentes tamaños con dotaciones de personal conocidas que permitieron verificar el comportamiento del algoritmo para todas ellas.

Los valores totales estimados se aproximan a los de las empresas reales por exceso o por defecto, indicando que la estimación transcurre por un camino intermedio. La metodología empleada estima no solo la cantidad sino la calidad de los recursos proyectados, pues la metodología presentada se aplica al nivel de cada posición comprendida por la estructura



orgánica, de modo de poder determinar tanto los empleados como los supervisores y jefes hasta el nivel jerárquico de gerente.

Asimismo, en el algoritmo utilizado cuando el exponente es igual a 1 la relación entre la dotación calculada y la dotación de referencia es lineal, pero si es menor que uno se convierte en parabólica con lo cual cuando crece el número de clientes la dotación es proporcionalmente menor reflejando el beneficio de escala que tiene la referencia.

## B.5 Hojas "tc", "cm" Y "apy" de Costos de Explotación

Los costos de explotación son el producto final de las estimaciones realizadas con la metodología de la Empresa Modelo estos cálculos se desarrollan en tres hojas "tc", "cm" y "apy", correspondientes a las actividades de explotación técnica, comercial y apoyo. Los valores finales discriminados por tarifa, en el caso de los comerciales, o por nivel de tensión, en el caso de los técnicos son los permitidos trasladar al consumidor final. Los valores comerciales, mencionados en primer término, se asignan a la formación del cargo fijo. En tanto, que los técnicos, mencionados posteriormente, pasan a formar parte del VAD.

### B.5.1 Redistribución de Indirectos

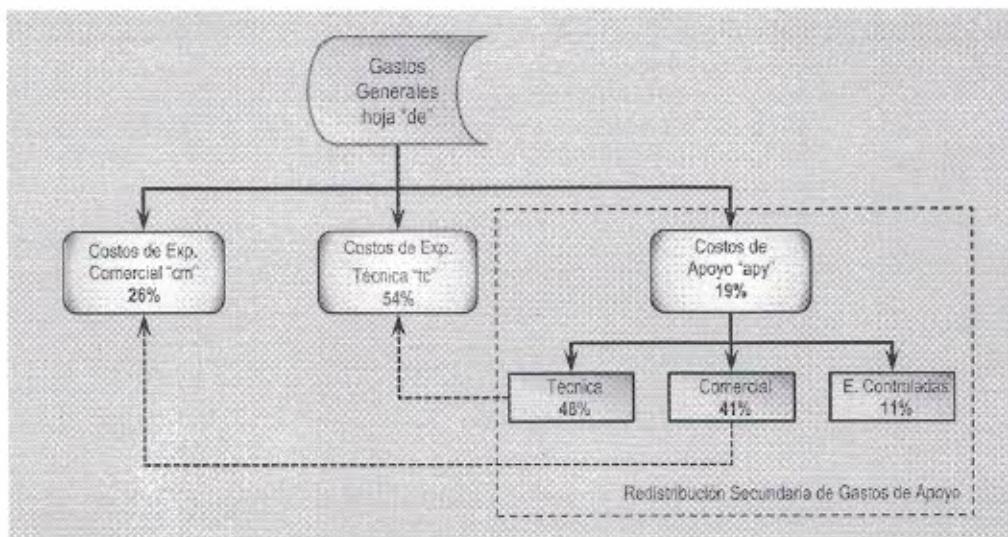
En el numeral anterior se determinaron los costos directos que corresponden a la operación y mantenimiento de las instalaciones necesarias para prestar el servicio eléctrico y la atención comercial a los usuarios. Asimismo, relacionados con la estructura orgánica, se identificaron costos vinculados a las actividades de administración y apoyo que permiten que la empresa cumpla con los requerimientos financieros, legales y de resguardo para operar con continuidad dentro del marco jurídico impuesto por la normativa legal vigente.

Estos procesos, que posibilitan las actividades principales interactuando con ellas, pero sin formar parte de estas, generan los Costos Indirectos de la Empresa Modelo entre los que pueden identificarse los siguientes:

- Gastos Generales
- Actividades de Apoyo
- Supervisión Directa
- Personal de Asistencia

#### B.5.1.1 GASTOS GENERALES

Al conjunto de gastos de carácter administrativo que no participan directamente en el proceso de producción pero que son indispensables para el funcionamiento general de la empresa se los denomina Gastos Generales. Los mismos además de ser accesorios al proceso productivo tienen la característica de redistribuirse entre las actividades productivas.



La tabla de Gastos Generales, cuya metodología de cálculo se expone en el numeral A.6.6, esta discriminada según los distintos rubros de costos de cada una de las actividades de explotación comercial, técnica o apoyo. Esto es, en su origen los rubros están identificados en que proporción se cargan a cada actividad primaria de la Empresa Modelo y de este modo pasan a integrar el costo de estas.

#### B.5.1.2 GASTOS DE ACTIVIDADES DE APOYO

Posteriormente los costos de apoyo tienen que experimentar una redistribución secundaria, que se realiza en la hoja "apy", para reasignarlos a las actividades primarias de comercial y técnica. No obstante, antes de efectuar esa redistribución se deben excluir, de los costos de apoyo, las horas hombres, materiales y servicios que demanda la administración de las Empresas Controladas en el caso de que estas existiesen, pues las mismas no son trasladables a tarifas.

Las Empresas Controladas son aquellas unidades jurídicas que forman parte del grupo económico de la distribuidora y son controladas por el staff de esta sin participar de las actividades de distribución y cuyo costo no debe integrar el VAD. Para determinar el esfuerzo que demanda su control se hace un cálculo separado de las horas hombre que demanda este, una vez realizada esa determinación se excluye el monto correspondiente y se redistribuye el resto, cabe destacar que el valor excluido contiene la parte de gastos generales que le fueran asignados según su capacidad de absorción.

Una vez determinados los costos de Apoyo, netos de los gastos provocados por el control de las empresas asociadas, los mismos se redistribuyen a las actividades que forman parte de los procesos de explotación. Para realizar la reasignación, se asumió que este tipo de gastos son proporcionales a los costos totales (personal, materiales y servicios), y consecuentemente se los redistribuye en esa proporción en las actividades de explotación comercial y técnica.

#### B.5.1.3 SUPERVISIÓN DIRECTA Y PERSONAL DE ASISTENCIA

La asignación de los costos de supervisión directa y personal de asistencia se realiza en conjunto con la de gastos generales y costos de apoyo en las hojas "tc" y "cm". A continuación, se introduce una descripción esquemática de la metodología aplicada.

Tomando como ejemplo la hoja "tc", en ella la gerencia de O&M los redistribuye gastos generales más los gastos de apoyo según los drivers de asignación determinados para las distintas áreas que componen cada gerencia. Los drivers se calculan en forma proporcional a los costos totales de cada área:

Periodo	2019	2018 (a)	Variação	2019	2018 (a)	Maior des	Menor des	Variação
Capital social	8%	[\$USD/área]	18,7	0,0	23,8	0,3	249,6	59,7
Reservas legais	11%	[\$USD/área]	25,4	0,0	32,4	0,4	339,7	80,3
Reservas de capital	1%	[\$USD/área]	2,2	0,0	2,8	0,0	29,1	6,0
Reservas de retenção	6%	[\$USD/área]	12,5	0,0	15,9	0,2	166,8	39,3
Total	74%	[\$USD/área]	164,8	0,0	210,0	2,4	2.700,6	5.216,5
Total	100%	[\$USD/área]	223,6	0,0	285,0	3,2	2.985,8	7.077,8

Aplicando la misma metodología se redistribuye el personal de asistencia, la supervisión indirecta y la gerencia, determinando un monto de gastos redistribuidos discriminados por naturaleza asignables a cada área o departamento de la gerencia de O&M. Estos montos posteriormente se reparten, según su naturaleza, por las distintas actividades de cada área.

El proceso de distribución de los costos indirectos, provenientes de la gerencia, se repite en cada departamento, en este caso, redistribuyéndolos a cada sección. Los Departamentos le asignan esos costos a las Secciones en forma proporcional a los costos totales de cada una de ellas, en la parrilla se muestra la redistribución del departamento de Distribución en MT:

Investment	Devise	Initial	Value after 1 year	Return	Performance	Capitalized	Value after 2 years	Avg.
10%	18%	[\$USD/€100]	652,7	105,4	37,0	18,2	387,4	918,2
15%	7%	[\$USD/€100]	256,2	41,4	14,5	7,1	152,0	360,4
20%	50%	[\$USD/€100]	1.871,6	302,2	106,0	52,1	1.110,7	2.632,9
25%	25%	[\$USD/€100]	927,7	149,8	52,6	26,8	550,5	1.305,1
Total	100%	[\$USD/€100]	3.708,3	598,8	210,0	103,3	2.200,6	5.216,5

## B.5.2 Costos Totales

A los costos indirectos, determinados según la metodología expuesta en el numeral anterior, se le incorporan los costos directos de mano de obra, servicios y materiales estimados en la hoja "dot" para determinar los costos totales.

#### B.5.2.1 COSTOS TOTALES

Continuando con el ejemplo anterior, cuando a la sección de Distribución en MT se le incorporan los costos directos proveniente de la hoja "dot" se obtienen los costos totales correspondientes a esta sección.

Costo de Exploración		Costo de Exploración		Costo de Exploración		Costo de Exploración		Costo de Exploración	
Exploración	Exploración	Exploración	Exploración	Exploración	Exploración	Exploración	Exploración	Exploración	Exploración
Univaria LAMT hasta 20 KV en cada 400	10500000	200	80	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Univaria LAMT hasta 20 KV en cada 400000000	10500000	300	4,0	7,1	1,6	0,4	22,1	12,7	4,2
Normal LAMT hasta 20 KV en cada 400	10500000	000	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Normal LAMT hasta 20 KV en cada 400000000	10500000	000	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Univaria CAVIT hasta 22 KV	10500000	000	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Univaria CAVIT hasta 22 KV	10500000	000	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Univaria LAMT hasta 15,5 KV en cada 400	10500000	200	10,0	40,8	23,4	23,1	1.485,2	970,0	25,9
Univaria LAMT hasta 15,5 KV en cada 400000000	10500000	200	17,2	27,1	0,2	1,5	76,2	57,9	16,2
Normal LAMT hasta 15,5 KV en cada 400	10500000	000	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Normal LAMT hasta 15,5 KV en cada 400000000	10500000	000	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Univaria LAMT hasta 12,2 KV	10500000	200	20,4	120,9	26,1	7,1	556,6	253,8	72,9
Univaria LAMT hasta 12,2 KV	10500000	200	20,4	120,9	26,1	7,1	556,6	253,8	72,9
Total	10500000	10000	501,2	652,7	143,5	57,6	1.942,8	1.277,9	307,4

Los drivers se calculan en función de los costos totales de cada instalación (sumatoria de mano de obra, materiales, y servicios), prorrateando el costo propio de cada instalación sobre el total correspondiente al nivel de tensión.

El resultado de los cálculos realizados se presenta, compilando los cálculos realizados para cada Sección de la gerencia de O&M, en un cuadro que resume los costos totales correspondientes a esta última.



Costos Totales de O&M	Unidad	Unidades	Unidades	Unidades	Unidades	Unidades	Unidades	Unidades	Unidades	Unidades	Unidades
Sentido Centro de Control	[Unidades]	306,4	23,8	199,1	4,7	9,7	0,0	263,9	158,9	1.536	
Sentido Centro de Servicios	[Unidades]	0,0	20,9	190,2	4,1	26,6	805,6	232,0	139,7	1.379	
Reserva procesos y demás	[Unidades]	0,0	24,5	39,2	0,6	19,8	218,9	34,9	21,0	118	
Sección de mantenimiento	[Unidades]	717,7	230,0	210,1	5,8	14,5	0,0	326,0	126,2	1.702	
Gestión Operación Atendida	[Unidades]	0,0	40,1	85,9	2,9	60,1	512,4	104,0	98,8	98,8	
Subestaciones de Transformación	[Unidades]	644,3	93,1	218,1	10,1	488,0	1.017,3	507,9	342,0	3.415	
Línea sobre de subtransmisión	[Unidades]	113,7	26,8	47,8	2,7	102,2	288,7	153,8	92,8	828	
Red de Distribución en MT	[Unidades]	909,6	478,5	139,5	22,2	1.328,9	2.423,9	1.215,3	749,9	7.298	
Subestaciones de Distribución	[Unidades]	227,4	161,2	60,1	7,5	828,7	517,2	419,7	252,7	2.473	
Red de Distribución en BT	[Unidades]	4.093,3	2.148,4	707,4	98,7	6.001,8	11.020,8	5.586,2	3.364,0	32.819	
Red de alumbrado Público	[Unidades]	2.501,4	1.121,5	420,0	52,1	1.963,4	6.404,0	2.918,9	1.757,7	17.199	
<b>TOTAL</b>	[Unidades]	<b>10.123,70</b>	<b>4.172,93</b>	<b>3.295,15</b>	<b>212,71</b>	<b>10.643,76</b>	<b>23.298,74</b>	<b>11.912,48</b>	<b>7.173,50</b>	<b>70.031,07</b>	

### B.5.2.2 COSTOS TRASLADABLES AL VAD

Para determinar los costos totales trasladables al VAD se deben excluir las actividades no consideradas en el VAD.

Costos Normalizados Incluidables al VAD	Unidad	Unidades	Unidades	Unidades	Unidades	Unidades	Unidades	Unidades	Unidades	Unidades	Unidades
Sentido Centro de Control	[Unidades]	816,2	23,8	199,1	4,7	9,7	0,0	263,9	158,9	1.536	
Sentido Centro de Servicios	[Unidades]	0,0	20,9	190,2	4,1	26,6	805,6	232,0	139,7	1.379	
Red de Distribución en MT	[Unidades]	717,7	230,0	210,1	5,8	16,5	0,0	326,0	196,3	1.702	
Subestaciones de Distribución	[Unidades]	909,6	478,5	139,5	22,2	1.328,9	2.423,9	1.215,3	749,9	7.298	
Red de Distribución en BT	[Unidades]	227,4	161,2	60,1	7,5	828,7	517,2	419,7	252,7	2.473	
Red de alumbrado Público	[Unidades]	2.501,4	1.121,5	420,0	52,1	1.963,4	6.404,0	2.918,9	1.757,7	17.199	
<b>TOTAL</b>	[Unidades]	<b>9.165,68</b>	<b>4.182,28</b>	<b>3.246,39</b>	<b>212,71</b>	<b>9.973,62</b>	<b>21.231,48</b>	<b>10.991,08</b>	<b>6.619,11</b>	<b>64.406,82</b>	

Nótese que, al retirarlas las actividades no incluidas, las mismas se llevan la proporcionalidad de gastos generales y de apoyo que les corresponde.

## B.6 Hoja "de" Datos de Entrada

En la hoja Datos de Entrada "de" se concentran todos los datos externos que permiten parametrizar el modelo para que simule una empresa en particular. Los datos se refieren a la magnitud de las instalaciones, cartera de clientes, política de tercerización de actividades, etc. Los datos están agrupados en secciones, para facilitar su búsqueda e identificación, y a continuación se brinda una reseña de estas.

### B.6.1 Instalaciones de Distribución de Energía

Esta sección está dividida en dos tablas la primera referida a las instalaciones de subtransmisión y la segunda a las de distribución en MT y BT a las que se incorpora la red de alumbrado público.

#### B.6.1.1 SUBTRANSMISIÓN

Instalaciones de subtransmisión	Unidad	Todos los 2018s
<b>Subestaciones de Transformación AT/AT o AT/MT</b>		
Urbano SET hasta 60 kV	[Un]	26
Rural SET hasta 60 kV	[Un]	2
Urbano SET hasta 220 kV	[Un]	7
Rural SET hasta 220 kV	[Un]	-
<b>Redes de AT</b>		
Urbano LAAT hasta 60 kV	[km]	376,8
Rural LAAT hasta 60 kV	[km]	70,6
Urbano CAEAT hasta 60 kV	[km]	78,6
Urbano LAAT hasta 220 kV	[km]	121,6
Rural LAAT hasta 220 kV	[km]	0,5
Urbana CASAT hasta 220 kV	[km]	11,4

En el cuadro las Subestaciones de Transmisión se indican unidades, en tanto que para las líneas se utilizan km.ET



### B.6.1.2 DISTRIBUCIÓN MT, BT Y AP

Instalaciones de distribución	Unidad	Región Norte			TOTAL
		San Martín	O'Higgins	Belgrano	
<b>Redes de MT</b>					
Urbana LABT hasta 13.2 KV desnuda	[km]	492,4	463,6	590,4	1.546
Rural LABT hasta 13.2 KV desnuda	[km]	-	133,3	-	133
Urbana LABT hasta 10.2 KV Protegida	[km]	50,1	7,6	35,2	93
Rural LABT hasta 13.2 KV Protegida	[km]	-	-	-	0
Otros LABT hasta 13.2 KV	[km]	1.554,4	72,0	897,8	2.624
<b>Subestaciones de Distribución MT/BT</b>					
Urbano SED Monopóleos hasta 13.2 KV	[Un]	385	483	576	1.424
Rural SED Monopóleos hasta 13.2 KV	[Un]	-	30	-	30
Urbano SED 6/10kv hasta 10.2 KV	[Un]	2.401	734	2.384	5.519
Urbano SED Suministros hasta 13.2 KV	[Un]	818	9	429	1.266
<b>Redes de BT</b>					
Urbana LABT Desnuda	[km]	-	-	-	0
Rural LABT Desnuda	[km]	-	-	-	0
Urbana LABT Protegida	[km]	1.858	1.362	2.372	5.592
Rural LABT Protegida	[km]	-	82	89	171

Las instalaciones de distribución se expresan en km para las redes, unidades para las Subestaciones de Distribución (SET's) y artefactos para alumbrado público. Se distinguen por localización urbana o rural, ya que las frecuencias de intervención para una u otra son diferentes, y por nivel de tensión.

Las redes están discriminadas por regiones que coinciden con la estructura territorial de la distribuidora.

### B.6.2 Atención al Cliente

Tarifa	Unidad	Total Clientes	Oficinas Comerciales Norte			Oficinas Comerciales Sur	
			Mario	Moreno	Las Huéas	Malvinas	Fátima
<b>Clotiles</b>							
BT5B (1 energía)	[Clientes]	1.382.142	85.002	211.882	93.433	65.237	56.253
BT5A (2 energías)	[Clientes]	657			645	13	38
Medidores de Alumbrado Público	[Clientes]	11.434			13.805		1.069
BT4FP (1 energía y 1 potencia)	[Clientes]	0					
BT4FP (1 energía y 1 potencia)	[Clientes]	2.121			2.033	58	40
BT4AP (1 energía y 1 potencia)	[Clientes]	0					
BT3P (2 energías y 1 potencia)	[Clientes]	0					
BT3FP (2 energías y 1 potencia)	[Clientes]	2.223			2.181	29	23
BT2 (2 energías y 2 potencias)	[Clientes]	230			238		
MT4P (1 energía y 1 potencia)	[Clientes]	0					
MT4FP (1 energía y 1 potencia)	[Clientes]	506			422	37	47
MT3P (2 energías y 1 potencia)	[Clientes]	0					
MT3FP (2 energías y 1 potencia)	[Clientes]	1.048			885	86	67
MT2 (2 energías y 2 potencias)	[Clientes]	184			135	25	24
MT1 y MT1B (clientes límites)	[Clientes]	392			392		
AT1 (clientes límites)	[Clientes]	6			6		
BT6 (Sin medidor)	[Clientes]	4.684	287	715	315	220	190
<b>TOTAL</b>	[Clientes]	1.409.475	95.299	212.591	114.500	65.705	57.751

Los clientes que son atendidos por la distribuidora se informan discriminados por oficina y por tarifa. La cantidad de clientes asignada a una oficina se corresponde con los clientes dentro de la zona de influencia de esta, y es una estimación que sirve para dimensionar el tamaño de cada oficina.

Las Regiones son aquellas en las que está subdividida el área de concesión a los efectos de la explotación Comercial, y no necesariamente deben coincidir con las del área Técnica.

Gestión de Saldos Morosos	Unidad	Información en USD	
		Acciones/año	Porcentaje
Inspecciones	[acciones/año]	1.860.771,0	11,00%
Cortes	[acciones/año]	372.124,2	2,20%
Verificaciones	[acciones/año]	97.690,5	0,58%
Desmantelamientos	[acciones/año]	25.643,8	0,15%
Rehabilitaciones	[acciones/año]	346.510,4	2,05%
Reincorporaciones	[acciones/año]	6.410,9	0,04%
Cobranza judicial y extrajudicial	[acciones/año]	4.808,2	0,03%
Probables	[acciones/año]	5.177,0	0,03%

También se informan las acciones comerciales vinculadas a la gestión de los saldos en mora y su prosecución en instancias judiciales. Así como las inspecciones y normalizaciones realizadas para recuperar energía consumida y facturada.

Inspección de Acometidas	Unidad	Información en USD	
		Acciones/año	Porcentaje
Inspección Residenciales	[acciones/año]	260.138,8	19,6%
Inspección Medianas Demandas	[acciones/año]	2.301,0	50,0%
Inspección Grandes Demandas	[acciones/año]	6.800,0	100,0%
Inspección Rurales	[acciones/año]	13.691,5	1,6%
Inspecciones Coopas T1	[acciones/año]	27.491,3	10,0%
Inspecciones Coopas T2 y T3	[acciones/año]	455,1	5,0%

Las inspecciones consisten en una visita masiva a áreas urbanas para detección rápida de las anomalías en las acometidas, en tanto que la normalización es una visita direcciónada a domicilios, identificados previamente, a los efectos normalizar la acometida con elementos antifraude.

Los datos que se incorporan en esta sección son los siguientes:

- Clientes y
- Crecimiento anual de los clientes
- Centro de atención telefónica
- Facturación, lectura y reparto
- Reclamos regulatorios
- Recuperación de energía y cobranza extrajudicial

### B.6.3 Servicios Contratados a Terceros

#### B.6.3.1 EXPLOTACIÓN TÉCNICA

Para el cálculo de los costos es necesario conocer el precio por hora cobrado por el contratista que realiza la tarea cuando esta está tercerizada.

Instalaciones de técnicas	Participación	Unidad	Volumen
SET	50%	[USD/hora]	30,7
Red AT	75%	[USD/hora]	28,7
Red MT	95%	[USD/hora]	29,8
SED	100%	[USD/hora]	26,0
Red BT	90%	[USD/hora]	31,4
Quedía de Redes Rurales	75%	[USD/hora]	23,2
Red Alumbrado Público	75%	[USD/hora]	28,1

Participación estimada del volumen de trabajo realizado por el contratista en relación con el total de las intervenciones se indica en la columna participación y está expresada en porcientos, a cada instalación le corresponde un precio por hora aplicable al cálculo del costo del trabajo contratado.

Contratista de calidad de servicio	Participación	Unidad	Volumen
Mediciones de Nivel de Tensión	100%	[USD/unidad]	178,6
Mediciones de Flicker y Armónicas	100%	[USD/unidad]	587,7
Mediciones de Numbrado Público	100%	[USD/unidad]	20,6

En el caso de los contratistas de mediciones de calidad del servicio los precios se informan por unidad contratada.

### B.6.3.2 EXPLOTACIÓN COMERCIAL

Atención al cliente	porcentaje	Unidad	Vtba
Atender al cliente, NN.SS, reclamos	0%	[USD/h]	17,1
Conexiones	100%	[USD/unidad]	18,9
Cell Center (costo incluye el servicio telefónico)	100%	[USD/unidad]	0,6
Lectura Urbana	100%	[USD/unidad]	0,1
Lectura Rurales	100%	[USD/unidad]	0,1
Lectura Medidas Demandas	100%	[USD/unidad]	3,7
Lectura Grandes Demandas	100%	[USD/unidad]	6,5
Impresión Facultad	100%	[USD/unidad]	0,04
Reparo Urbana	100%	[USD/unidad]	0,06
Reparo Rural	100%	[USD/unidad]	0,7
Reparo Mediciones Demandas	100%	[USD/unidad]	0,6
Reparo Grandes Demandas	100%	[USD/unidad]	1,1



La participación del contratista es el mismo concepto que en el caso de la explotación técnica, pero en este caso para el costo se aplica la opción de costo contratado por tarea en lugar de por hora.

Contratista de cobranza	porcentaje	Unidad	Vtba
Bancos	13%	[USD/unidad]	0,108
Tarjeta de Crédito	0%	[USD/unidad]	-
Otros Canales	29%	[USD/unidad]	0,096
Cobranza en agencias comerciales	58%		
Contratista en Agencias Comerciales	58%	[USD/unidad]	0,177

También se informan los canales de cobranza utilizados por la empresa indicando la participación y el costo por cupón cobrado. La actividad del Contratista de Cobranza en agencias comerciales se determina aplicando el porcentaje de participación correspondiente al mismo a la porción de la cobranza realizada en dichas agencias.

### B.6.4 Tiempos de Preparación

Para realizar una tarea, además del tiempo neto de trabajo, se requiere realizar una serie de actividades para permitir su ejecución tales como traslados, preparación de equipos, asignación de roles, etc.

Dichas actividades fueron identificadas al describir la composición de una intervención en el numeral A.2.3.3, entre las mismas deben incorporarse al cálculo los valores correspondientes a los traslados y tiempo útil del trabajo que son parámetros que definen el territorio.

#### B.6.4.1 TIEMPO DE TRASLADO

El tiempo de traslado se calcula a partir de la distancias y la velocidad promedio del área de concesión. La distancia se descompone en el recorrido efectuado desde la Base Técnica al punto de la primera intervención más el regreso a la base desde la última intervención.

Traslados urbanos					
Viajes	Unidad	operación	correctivo	preventivo	TOT
Distancia recorrida hasta la 1ra intervención más regreso desde la	[km]	19,7	28,5	19,7	19,7
Distancia recorrida entre intervenciones	[km]	7,9	11,4	7,9	7,9
Velocidad de traslado zona urbana	[km/h]	40			

Las distancias y las velocidades de traslado son diferentes para las zonas urbanas y rurales. Asimismo, es posible tener valores diferentes para cada tipo de intervención.



Los valores de distancia pueden ser estimados mediante una simulación basada en las coordenadas GPS de las SET's, como se explica en A.2.3.2, o producto de un seguimiento del recorrido promedio de los vehículos de O&M.

Las actividades de preparación de los equipos forman parte de los tiempos de traslado y se incluyen en el cálculo del personal requerido.

Tiempo de preparación de los equipos de O&M						TCT
Viajes	unidad	operación	correctivo	preventivo		
S/UDM preparación de equipos, asignación CT, charla seguridad	[horas]	0,25	0,50	0,67	0,67	0,67
REGRESO: devolución de equipos, carga de combustible, cierre O	[horas]	0,17	0,25	0,42	0,42	0,42

Las actividades tanto de alistamiento de los equipos como de cierre de la jornada de trabajo son múltiples y muchas de ellas se desarrollan en paralelo por eso se las trata como si fuese una sola tarea consignando el tiempo que las mismas demandan desde que comienza la acción hasta la salida del equipo o desde su regreso hasta el retiro del personal según sea el caso.

Los tiempos de preparación para las diferentes clases de intervenciones son menores para los equipos de operación de instalaciones ya que para ellos la cuadrilla, el vehículo y los elementos transportados son menores. El caso no es el mismo cuando se trata de actividades de mantenimiento preventivo donde aparte del número de personal y tamaño de los vehículos suele trabajarse con equipos pesados y materiales de cierta dimensión-

#### B.6.4.2 TIEMPO ÚTIL DE TRABAJO

Para determinar la cantidad de personal anual requerido por las tareas de operación y mantenimiento se debe conocer cuál es el tiempo anual útil, lapso sin ineficiencias, en que está disponible un empleado.

Para calcular este tiempo se comienza por determinar los días hábiles, a los que se les descuenta los días no trabajados por año considerando feriados, vacaciones, y enfermedades.

Días y horas hábiles	unidad	parámetro	parámetro
Días del año	[días/año]	365	
Semanas por año	[semanas/año]	52	
Meses por año	[mes/año]	12	
Días hábiles por semana	[días/semana]	5	260,0
Feriados nacionales	[días/año]	20	20%
Vacaciones (días hábiles)	[días/año]	35	5%
Días no trabajados por año	[días/año]	63,9	
Días Útiles por AÑO	[días/año]	196,1	

En el caso anterior de 260 hábiles que tiene el año el empleado solo trabaja 196. Pero, aún durante esos días, se debe considerar que hay un tiempo diario inactivo (durante el cual se socializa con los compañeros de trabajo se prepara un café, se comenta los sucesos del día, se fuma un cigarrillo, etc.) que no puede considerarse como productivo.

Horas Útiles de OFICINA (netas)	[horas]	7,15	
Horas Útiles de CALLE (netas)	[horas]	7,00	

Por consiguiente, para calcular el tiempo útil de trabajo no se pueden utilizar 8 horas por día, aunque lo que se le paga al empleado es la jornada completa, si no una cantidad menor que varía según sean las condiciones del país y las particulares que se verifican en el área de concesión.

Horas Útiles de OFICINA (netas) por mes	[horas/mes]	116,8	
Horas Útiles de OFICINA (netas) por año	[horas/año]	1.401,8	
Horas Útiles de CALLE (netas) por mes	[horas/mes]	114,4	
Horas Útiles de CALLE (netas) por año	[horas/año]	1.372,4	

Conociendo las horas anuales requeridas por las actividades de explotación técnica o comercial, se las divide por el tiempo útil del personal de calle o de oficina, según sea el caso, y se obtiene el total de personal necesario, que puede ser propio o contratado.

#### B.6.5 Escala de Costo Salarial

La metodología de la Empresa Modelo requiere que los salarios sean representativos del promedio del mercado. Para ello usualmente se trabaja con una encuesta de salarios



realizadas entre empresas de servicios en la zona de influencia del área de distribución bajo análisis.

El Modelo, por razones de simplicidad, funciona con 10 niveles jerárquicos, en cada uno de ellos se agrupan todos los integrantes de una misma jerarquía y el salario que se les asigna es el promedio del nivel. Los valores informados contienen todos los cargos que hacen a la relación de dependencia, salarios, premios, cargas sociales, permisos, ropa y equipo de trabajo, etc.

También se debe informar la escala de los salarios aplicables al personal de contratistas.

### B.6.6 Gastos Generales

Al conjunto de gastos de carácter administrativo que no participan directamente en el proceso de producción pero que son indispensables para el funcionamiento general de la empresa se los denomina Gastos Generales. Los mismos además de ser accesorios al proceso productivo tienen la característica de redistribuirse entre las actividades productivas.

Los rubros de gastos y los ítems que componen este tipo de erogaciones son muy variables. Aunque existe un consenso sobre el concepto, el criterio de imputación no es unánime y varía de acuerdo con los criterios de registración adoptados por las diferentes empresas.

Por esta razón la metodología de determinación de los gastos generales se desarrolló en base a un conjunto de rubros comunes a un grupo de empresas analizadas, teniendo presente que eran representativos de sus prácticas y que en números globales podían ser extrapolables a otras empresas como valores de referencia que reflejen adecuadamente lo recomendable a trasladar a tarifas con criterios de prudencia y eficiencia.

#### B.6.6.1 METODOLOGÍA

El análisis de este tipo de gastos sobre varias empresas de distribución eléctrica muestra una correlación entre los mismos y el tamaño de las compañías observadas.

Para realizar este análisis, se partió de un conjunto de 6 empresas de diferentes tamaños, pertenecientes al sector de las distribuidoras de energía eléctrica. Para las mismas los gastos generales se abrieron en 18 ítems diferentes, representativos de las principales erogaciones que se producen en concepto de gastos generales de administración. Esos ítems se agruparon en 9 rubros que respondían sus características principales.

El comportamiento de los rubros fue analizado en detalle y se encontró que en algunos de ellos los ítems que los componían podían ser proyectados, para diferentes tamaños de Empresa Modelo, utilizando alguno de los parámetros de la distribuidora, para otros era necesario interpolar con empresas de referencia, y finalmente había otros a los que debía aplicarse el valor de la Empresa Real.

Los ítems que podían estimarse en función de parámetros físicos respondían a m<sup>2</sup>, valor patrimonial, número de usuarios, o cantidad de licencias de un sistema. Para cada uno de ellos se desarrolló una ecuación que proyectara adecuadamente el costo del ítem a diferentes escalas de empresa.

Para aquellos ítems que debían estimarse mediante una interpolación respecto de un valor de referencia se estableció una correlación entre el volumen de gastos y el tamaño de la Empresa Modelo expresado en número de clientes. Utilizando el gráfico de dispersión que surgía de esa correlación se determinó una ecuación exponencial representativa de la tendencia de las muestras observadas.

A continuación, se introduce una tabla con los 9 rubros seleccionados indicando el método de cálculo y las ecuaciones aplicables a cada uno de ellos.

Rubro	Método de Cálculo	Ecuación de Tendencia
Gastos de oficina	Interpolación	= 0,894 x Clientes 0,5301



Edificios	Proyección estimada	m <sup>2</sup> de superficie cubierta
Seguros	Proyección estimada	Valor de la prima aplicable
Capacitación	Interpolación	= 0,7985 x Dotación 0,6883
Traslados y Viajes	Interpolación	= 21,240 x Clientes 0,2185
Relaciones Institucionales/representación	Interpolación	= 6,769545 x Clientes 0,2539
Impuestos	Valor real	
Compensación QoS/ Arriendos dañados	Valor por cliente	10 K\$ARS/cliente x 0,2% clientes afectados
Comunicaciones y transmisión de datos	Interpolación	= 1,7413 x Clientes 0,3341
Dirección estratégica	Interpolación	= 0,2385 x Clientes 0,5701
	Valor real	
Tecnología Informática	Proyección estimada	Cantidad de usuarios o licencias

Cabe destacar que mediante este procedimiento no se trata de establecer el monto exacto gastado por una Empresa Modelo, sino el monto con que una empresa distribuidora de energía eléctrica podría desenvolverse tomando como referencia el comportamiento de un conjunto de empresas del sector.

#### B.6.6.2 TABLA DE GASTOS GENERALES

Los gastos calculados para cada rubro mediante la metodología expuesta anteriormente discriminados en los ítems que los componen fueron asignados a las actividades primarias de Comercial, Técnica y Apoyo de acuerdo con su responsabilidad de generación del gasto, en los casos que puede establecerse, o un driver conveniente de distribución, en los otros casos.

A continuación, se da una explicación de la composición de los ítems de la tabla.

Ítem	Unidad	Empresa Modelo		
		Técnica	Comercial	Apoyo
<b>Gastos de Oficina</b>				
Mantenimiento de equipos, maquinas e instalaciones	[moneda/año]	344.665	27.041	1.479.206
Papelería y Utiles de Oficina	[moneda/año]	234.420	103.293	339.172
Correo	[moneda/año]	181		782
Servicios Públicos	[moneda/año]	3.441		2.501.471
Varios de Administración	[moneda/año]	425.458	128.592	400.138

- Mantenimiento de: fotocopiadoras, aire acondicionado, servicios, etc.
- Papelería: Papel membretado, formularios, etc. Útiles y elementos de oficina, duplicación, encuadernación, etc. Materiales diversos. Compra de libros. Varios caja chica.
- Tareas administrativas: corresponde a los gastos empleados en todo lo relacionado a gastos de tareas
- Correo: Gastos de envío de correspondencia general. Bolsines con talones y otros. Mensajería.
- Servicios públicos Agua corriente y gas. Excluye teléfonos.
- Varios de Administración: Suscripciones a diarios y revistas. Diversos de gestión, photocopies.



Edificios	[moneda/año]		1.454.818	1.333.841
Ayúller de Oficinas más Expensas	[moneda/año]			
Ayúller de Talleres más Expensas	[moneda/año]			
Limpieza y Mantenimiento de Edificios	[moneda/año]	135.364		581.741
Limpieza y Mantenimiento de Talleres	[moneda/año]			
Agencia	[moneda/año]	1.517.769		1.485.388

Para este rubro no se utiliza la ecuación de interpolación. Ya que se estiman utilizando los precios de mercado para alquileres por m<sup>2</sup>. La superficie para edificios se estima conociendo la cantidad de personal albergada por cada uno de ellos. En forma similar se procede con la limpieza y mantenimiento.

Seguros	[moneda/año]	32.500	31.604	1.605.908
Seguros (personal y responsabilidad civil)	[moneda/año]			
Seguros de edificios	[moneda/año]			-
Seguros otros	[moneda/año]			-

- Personal: Seguros de personal por accidentes de trabajo y seguros de responsabilidad civil por accidentes de terceros en instalaciones de la distribuidora.
- Edificios: Primas de las pólizas de seguros que amparan los bienes del área. Incluye SS.EE.
- Seguros otros: Contempla seguros específicos del área de distribución bajo análisis.

Item	Unidad	Gastos optimizados		
		Técnica	Comercial	Apoyo
Capacitación	[kARS/año]	1.290,6	1.290,6	645,3

Capacitación: correspondiente a gastos asociados con la capacitación al personal de la distribuidora.

Traslados y viajes	[moneda/año]	134.918	43.455	438.685
Reembolso de Gastos de Movilidad	[moneda/año]	13.808	3.367	86.844
Refrigerios, comidas y alojamiento	[moneda/año]			

Reembolsos: Gastos de viajes y traslados, incluye pasajes y movilidad local.

Refrigerios: Viáticos pagados por alojamiento, comidas y refrigerios.

Relaciones Institucionales	Unidad	Gastos optimizados		
		Técnica	Comercial	Apoyo
		6.415	-	3.632
Afiliaciones	[moneda/año]			
Comunicación e Imagen	[moneda/año]	77.270	597.995	1.573.872
Gastos de Representación	[moneda/año]	1.730	2.496	38.825

- Afiliaciones: Adhesión a organizaciones empresariales y técnicas, suscripciones a publicaciones de interés
- Imagen: Acciones de promoción institucional y organización de eventos empresarios y auspicios.
- Gastos de Representación: Atenciones a terceros. Invitaciones y gastos a funcionarios de otras instituciones.

Impuestos	Unidad	Gastos optimizados		
		Técnica	Comercial	Apoyo
Impuestos no Trasladables directamente	[moneda/año]			3.417.000

Los impuestos que no admiten determinación por comparación con empresas de otros países pues en este ítem se incluyen impuestos, tasas y contribuciones tanto a nivel nacional como municipal, por lo que es aceptable consignar lo efectivamente incurrido por la Empresa durante el periodo base.

Item	Unidad	Gastos optimizados		
		Técnica	Comercial	Apoyo
Compensación QoS	[kARS/año]			
Añedidos dañados	Usuarios	0,2%	[kARS/año]	10.775,0

- Compensación calidad de servicio: se corresponde con las multas eficientes a reconocer en tarifa

- Artefactos dañados: incluye un monto suficiente a reconocer para que la empresa distribuidora pueda a hacer frente a los daños de artefactos causados por problemas estructurales de la red

Comunicaciones  
Telefonía y Transmisión de datos.  
Comunicaciones móviles.

[moneda/año] [moneda/año] 264.783

382



- Telefonía: Alquiler de líneas, servicios y equipos para señalización, medición y operación del sistema de transmisión. Tránsito de datos Técnicos y funcionamiento del email.
- Comunicaciones móviles: Servicios contratados y equipos alquilados para la comunicación con los equipos móviles de operación y reparación.

Dirección estratégica

Honorarios  
Consejo de Administración  
Aportes a organismos de regulación  
Dolares incorpórables

[moneda/año]	113.906	89.710	1.967.538
[moneda/año]			7.979
[moneda/año]	1.573.872	-	-
[moneda/año]		12.412.389	-

- Honorarios: Servicios contratados de soporte profesional en distribución y comercialización. Legales, notariales y judiciales.
- Consejo de Administración: Gastos de funcionamiento, viáticos y honorarios de asesores del directorio y los gastos propios del consejo de administración.
- Aportes: Contribuciones y aportes a los organismos de supervisión regulatoria, centro de despacho, comisiones nacionales de coordinación, etc. El ítem se incluye cuando está permitido trasladarlo a tarifas, solo puede computarse lo efectivamente incurrido por este concepto y no admite interpolación.

Tecnología informática

Computadores Personales  
Licencias de Aplicaciones Críticas  
Servicio de Informática

[moneda/año]		-
[moneda/año]		705.529
[moneda/año]		8.323.153

- Computadores Personales: Anualidad de equipos más costo de licencias de microinformática (PC, impresoras, plotter, etc.), calculado por el número de usuarios.
- Licencia de Aplicaciones Críticas: World class systems. Licencias de uso y anualidad de costos de instalación, equipos y desarrollo. Mantenimiento y modificaciones relacionadas con las aplicaciones críticas. Los costos de licencias y mantenimiento correspondientes a las aplicaciones críticas se estiman en función del número de licencias a contratar por la distribuidora.
- Servicio de Informática: Funcionamiento del centro de cómputos. Soporte técnico y mantenimiento de equipos. Mantenimiento y desarrollo de aplicaciones menores. Mesa de ayuda. Mantenimiento y soporte de microinformática, desarrollo de aplicaciones.

## B.6.7 Precios de Referencia

Por último, los datos informados se completan con valores de alquileres y precio de compra de vehículos y maquinarias.

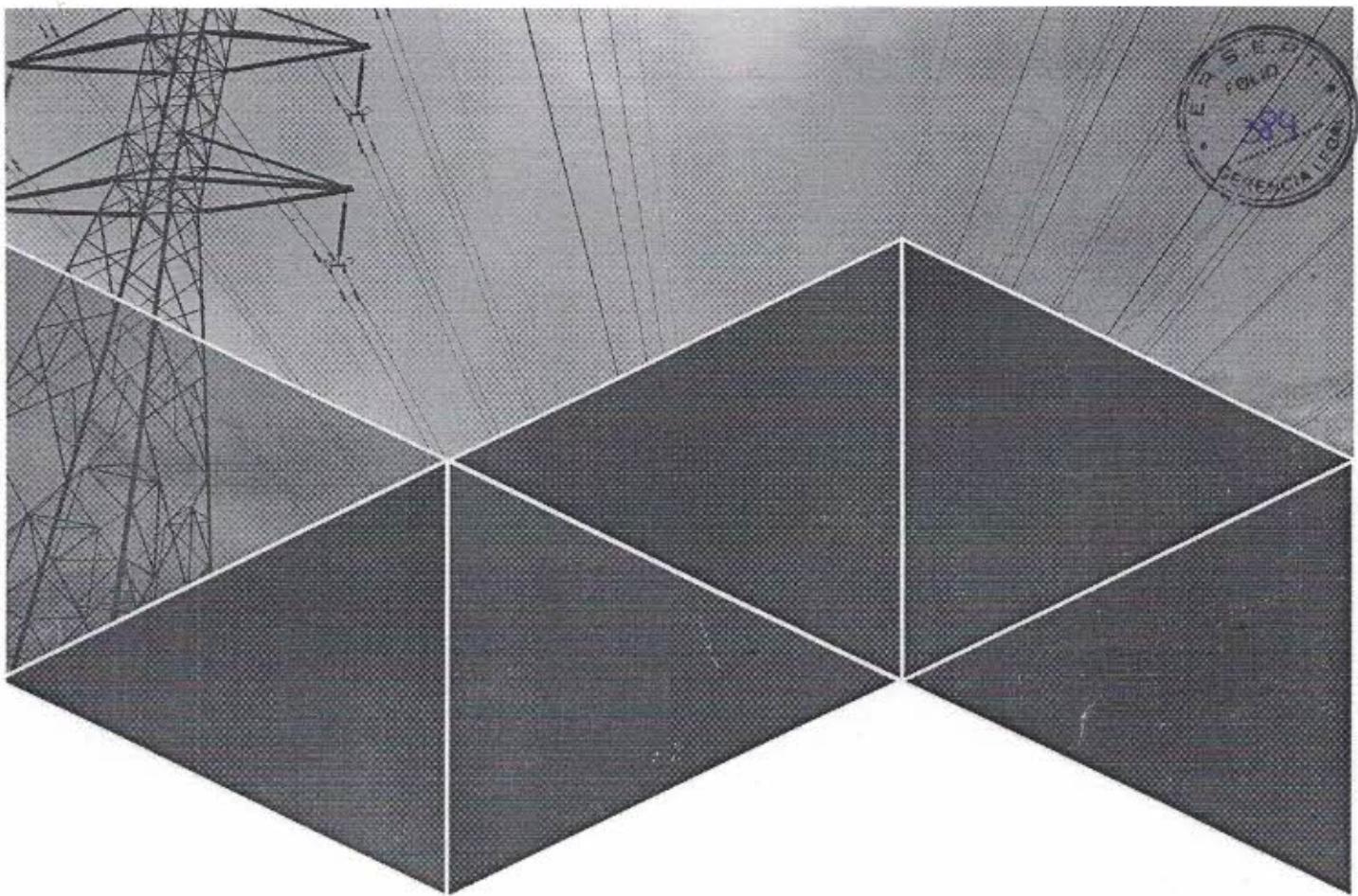
**ANEXO B: Descripción Del Modelo De Cálculo De Costos De Explotación**



Alquiler de Edificios	Unidad	Distribución	Comercial	Apoyo
Alquiler de Oficinas más Expensas (gastos generales)	[ARS/m2]	193,2	194,4	194,4
Alquiler de Talleres más Expensas	[ARS/m2]	91,8	91,8	91,8
Valor/m2 Oficinas	[ARS/m2]	34.410,0	34.410,0	34.410,0
Valor/m2 Talleres	[ARS/m2]	24.600,0	24.600,0	24.600,0
Limpieza y Mantenimiento de Edificios	[ARS/m2]	1.050,0	1.050,0	1.050,0
Limpieza y Mantenimiento de Talleres	[ARS/m2]	1.000,0	1.000,0	1.000,0
Vigilancia	[ARS/m2]	1.150,0	1.150,0	1.150,0
		Oficina	Depósito	
Muebles	[ARS/m2]	1.500,0	375,0	
Equipos y útiles	[ARS/m2]	750,0	750,0	
Seguridad	[ARS/m2]	525,0	525,0	
Acondicionamiento Ambiente	[ARS/m2]	475,0	100,0	
Vehículos	Unidad	Precio		
Sedan Full Size	[ARS]	2.322.824		
Utilitario Liviano	[ARS]	1.243.100		
Pickup 4x4 doble cabina	[ARS]	1.769.218		
Camion	[ARS]	3.454.217		
Hidronevador	[ARS]	5.059.679		
Hidronevador Asfalto	[ARS]	9.249.445		
Equipos - retroexcavadora	[ARS]	2.734.481		
Equipos - grúa 8/15	[ARS]	7.514.546		
Precio de la gasolina por litro		55,0		
Precio del gasoil por litro		55,00		
Matrícula vehículo	[%]	1,7%		
Seguro vehículo	[%]	3,5%		
Neumáticos Sedan	175/65/14	[ARS]	5.000	
Neumáticos Livianos	185/80/16	[ARS]	6.000	
Neumáticos Pick-up	215/80/16	[ARS]	8.000	
Neumáticos Camiones	1000X20	[ARS]	10.000	
Neumáticos Hidronevador	1000X20	[ARS]	12.000	

Firmado digitalmente por  
**MARTÍNEZ RODOLFO  
LUIS**  
  
 Fecha: 14/11/2025  
 15:26:51  
 Razón: Costos de explotación

Firmado digitalmente por  
**SAN MIGUEL  
ERNESTO**  
  
 Fecha: 17/11/2025  
 08:24:05  
 Razón: Ernesto San Miguel



**EDET S.A.**

RTI 2025-2030

Ingresos Requeridos

13 de noviembre de 2025



# EDET S.A.

RTI 2025-2030

Ingresos Requeridos

13 de noviembre de 2025

*Versión 1.0*

**BA Energy Solutions**  
**Argentina**  
**Avenida del Libertador 218,**  
**Piso 3, CABA, CP: C1001ABP**

**Tel: +54 11 5279 1200**  
**Fax: +54 11 5279 0700**  
**[www.baenergysolutions.com](http://www.baenergysolutions.com)**



## Prefacio

La Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán Sociedad Anónima (en adelante EDET S.A.) contrató a BA Energy Solutions (BAES) para que efectuara una serie de estudios técnicos que formarán parte de la Propuesta Tarifaria que EDET S.A. presentará al Ente Único De Control y Regulación de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán (ERSEPT) durante el año 2025, para fijar las tarifas de distribución para el período 2025-2030.

Entre las tareas asignadas a BAES se encuentra la de determinar los Ingresos Requeridos para el cálculo tarifario. Este Informe presenta la metodología utilizada y los resultados del cálculo del requerimiento de ingresos correspondientes al Valor Agregado de Distribución (VAD) correspondiente a la empresa EDET S.A.

## Tabla de Contenido

### Capítulos

<b>Prefacio .....</b>	<b>1</b>
<b>Resumen Ejecutivo .....</b>	<b>4</b>
<b>1. VNR del Sistema Eléctrico Adaptado .....</b>	<b>6</b>
<b>2. Costos de Explotación de la Empresa Modelo.....</b>	<b>8</b>
<b>3. Determinación del Costo de Capital .....</b>	<b>10</b>
<b>4. Ingresos Requeridos para la actividad de distribución .....</b>	<b>12</b>
<b>5. Factores de Eficiencia y cargos del VAD medios y marginales</b>	<b>13</b>
5.1 Proyección de demanda, costos e inversiones.....	13
5.2 Cálculo de los Factores de Eficiencia.....	17
5.3 Cálculo de los cargos medios y marginales del VAD.....	18

### Anexos

<b>ANEXO A: Informes fuente .....</b>	<b>23</b>
---------------------------------------	-----------

### Tablas

Tabla 1: requerimientos de ingresos por VAD para el cálculo de las tarifas.....	4
Tabla 2: Incremento de VAD requerido vs. ingreso VAD vigente con tarifa de diciembre 2024 .....	5
Tabla 3: instalaciones y Valor Nuevo de Reposición resultantes del sistema adaptado de EDET .....	6
Tabla 4: instalaciones y Valor Nuevo de Reposición resultantes de los activos donados por terceros.....	7
Tabla 5: Valor Nuevo de Reposición de las instalaciones no eléctricas.....	7
Tabla 6: Costos de explotación de la Empresa Modelo en miles de pesos de diciembre 2024 por año .....	8
Tabla 7: Costos del Capital de Trabajo en miles de pesos de diciembre 2024 por año.....	8
Tabla 8: Monto eficiente de incobrables en millones de pesos de diciembre 2024 por año .....	9
Tabla 9: Costos de explotación trasladables a tarifa en miles de pesos de diciembre 2024 por año.....	9
Tabla 10: Detalle de Costo de Capital anual del sistema adaptado para tasa del 14,25% ..	11
Tabla 11: Resumen de Costo de Capital anual del sistema adaptado para tasa del 14,25% ..	11
Tabla 12: Ingresos Requeridos para la actividad de distribución de EDET y comparación contra el VAD vigente .....	12

Tabla 13: Ingresos Tarifarios con el VAD propuesto comparados contra los Ingresos Tarifarios con las tarifas vigentes.....	12
Tabla 14: Factores de eficiencia resultantes .....	13
Tabla 15: Cargos medios y marginales del VAD .....	13
Tabla 16: Ventas de energía y clientes en el año 2024 y tasas de crecimiento para el periodo .....	14
Tabla 17: Proyección de demanda (MW) para el periodo 2024-2030 .....	14
Tabla 18: Proyección de clientes por categoría tarifaria para el periodo 2024-2030 .....	14
Tabla 19: Proyección de clientes por tipo para el periodo 2024-2030 .....	14
Tabla 20: Inversiones de Expansión comprometidas para el periodo 2026-2030 .....	15
Tabla 21: Inversiones de Renovación comprometidas para el periodo 2026-2030 .....	15
Tabla 22: Inversiones de Renovación comprometidas para el periodo 2026-2030 .....	15
Tabla 23: Valores del aVNR y del frc para el año base (2024) y cada categoría de activos ..	16
Tabla 24: Proyección del aVNR y para cada año del periodo 2024-2030.....	16
Tabla 25: Proyección del aVNR de los activos Eléctricos para cada año del periodo 2024-2030 .....	16
Tabla 26: Proyección de costos de explotación durante el periodo tarifario.....	17
Tabla 27: Proyección de la anualidad del VNR Eléctrico durante el periodo 2024-2026.....	17
Tabla 28: Proyección de los Costos de Explotación durante el periodo 2024-2026.....	17
Tabla 29: Proyección de la demanda por etapa de red y de los clientes durante el periodo 2024-2026 .....	17
Tabla 30: Proyección de los costos del VAD y del cargo Fijo durante el periodo 2024-2026	17
Tabla 31: Proyección de los cargos del VAD y del cargo Fijo durante el periodo 2024-2026	18
Tabla 32: Factores de eficiencia resultantes .....	18
Tabla 33: proyección de la anualidad del VNR para el periodo 2024-2026 .....	18
Tabla 34: relaciones entre costos totales técnico y comercial y el costo de actividades VAD .....	18
Tabla 35: porcentajes para la asignación de los costos a cada etapa de la red y al cargo fijo .....	19
Tabla 36: proyección de los Costos de Explotación por etapa de red y tipo cliente para el periodo 2024-2026 .....	19
Tabla 37: proyección de los costos del VAD por etapa de red y tipo cliente para el periodo 2024-2026 .....	19
Tabla 38: proyección de las demandas por etapa de red para el periodo 2024-2026 .....	19
Tabla 39: proyección de la cantidad de clientes por tipo para el periodo 2024-2026 .....	19
Tabla 40: cargos medios del VAD y Comerciales para el periodo 2026-2026.....	20
Tabla 41: costos incrementales del VAD por etapa de red para el periodo 2025-2026 .....	20
Tabla 42: demandas incrementales por etapa de red para el periodo 2026-2026 .....	20
Tabla 43: cargos marginales del VAD para el periodo 2026-2026.....	20
Tabla 44: Cargos medios y marginales del VAD .....	21

## Resumen Ejecutivo

El Ingreso Requerido en concepto de VAD fue determinado, a partir de la anualidad del capital y de la cuota de amortización de las redes optimizadas requeridas para la prestación del servicio, la incidencia de la anualidad de capital correspondiente al VNR No Eléctrico, los costos de explotación eficientes, la carga tributaria existente al momento de la revisión y el costo del capital de trabajo requerido.

El costo de capital asociado al sistema eléctrico requerido para la prestación del servicio se determinó a partir del Valor Nuevo de Reposición (VNR) de las instalaciones y redes optimizadas a partir del inventario suministrado por la empresa y correspondientes a los sistemas de distribución georreferenciados, de la demanda registrada y su proyección y del régimen de calidad establecido.

Al VNR de las instalaciones eléctricas se adicionó el valor correspondiente a activos requeridos para la prestación del servicio tales como los edificios, talleres, hardware y software, mobiliario, automotores, etc., también denominado VNR No Eléctrico.

El cálculo de la anualidad asociada al VNR correspondiente a los sistemas e instalaciones optimizadas se determinó considerando las vidas útiles típicas para los diferentes activos, y la tasa de rentabilidad propuesta.

Finalmente, los costos de explotación eficientes fueron establecidos como los gastos anuales requeridos por una empresa que opera en forma eficiente en el área de cobertura de las redes de la distribuidora. Estos gastos contemplan los gastos de personal, materiales e insumos y servicios de terceros requeridos para operar y mantener las redes optimizadas y realizar la atención comercial a los clientes. También se consideran los gastos que ocasionan las actividades administrativas de apoyo, los que posteriormente se prorrataeron entre las actividades de explotación técnica y comercial, para su asignación en las tarifas.

Los valores resultantes arrojan un valor de ingresos anuales requeridos de **313.223 millones de pesos** del mes de diciembre de 2024. En el siguiente cuadro se encuentra una desagregación de los mismos.

Concepto	Monto MM \$ dic.2024 / año
Costo de Capital (anualidad activos propios y donados)	165.372
Costo de explotación	120.328
Costos de capital de trabajo	6.738
Costo de Incobrables	13.631
Impuestos municipales (1,27% de la venta)	7.154
<b>Total Ingresos requeridos por VAD</b>	<b>313.223</b>

Tabla 1: requerimientos de ingresos por VAD para el cálculo de las tarifas

El valor del Costo de Capital determinado con el VNR de los activos propios de la empresa distribuidora y de terceros resultó de 165.372 de pesos de diciembre de 2024, considerando una tasa de actualización real antes de impuesto a las ganancias de 14,25% anual.

El VNR incluye el correspondiente a los activos no eléctricos de la empresa. El resumen de su determinación se presenta en el Capítulo 2 de este Informe.



Los resultados del estudio de costos de explotación arrojaron un valor a transferir al VAD de 120.328 millones de pesos de diciembre 2024.

Además, se han incorporado al cálculo de los ingresos requeridos el costo del capital de trabajo necesario para la operación eficiente de la distribuidora, por un monto de 6.738 millones de pesos de diciembre de 2024, y el costo de las cuentas incobrables que se determinó en un valor de 13.631 millones de pesos de diciembre de 2024. Adicionalmente se consideran en conceptos de impuestos municipales un monto 7.154 millones de pesos de diciembre de 2024.

	<b>Monto</b>
	MM \$ dic2024 / año
Ingresos por VAD vigente (a diciembre de 2024)	197.951
Ingresos Requeridos por VAD – RTI 2025	313.223
Incremento de VAD resultante	58,2%

Tabla 2: Incremento de VAD requerido vs. ingreso VAD vigente con tarifa de diciembre 2024

Los ingresos requeridos resultantes del estudio representan un incremento en los ingresos con el VAD actualmente vigente del 58,2%, atribuible principalmente a:

- La tasa de descuento utilizada en el estudio es superior a la aprobada para la determinación del VAD actualmente vigente.
- Los costos unitarios resultaron superiores a los correspondiente utilizados para el cálculo anterior, con un mayor incremento al atribuible por actualización del VAD.
- Los gastos de operación y mantenimiento se corresponden con los de una empresa modelo, teórica, operando en el mercado eléctrico del área de concesión de EDET, eficiente en sus gastos, gestión y operación, y que cumple con las exigencias de calidad de servicio vigentes, acorde con las pautas establecidas en el Contrato de Concesión correspondiente.

En el Capítulo 5 se presenta la verificación de la rentabilidad del VAD propuesto durante el período tarifario 2025-2030 mediante la realización de un flujo de fondos proyectados para el período indicado.

## 1. VNR del Sistema Eléctrico Adaptado

La determinación del VNR del sistema eléctrico adaptado se desarrolló en el informe "Base de Capital – VNR de instalaciones adaptadas" elaborado por BAES, donde se describe la metodología utilizada, los criterios adoptados y los resultados obtenidos. A continuación, se presenta las conclusiones y el resumen de los resultados detallados en ese informe.

El valor del costo de capital para la prestación del servicio de distribución de energía eléctrica se determinó como la anualidad del Valor Nuevo de Reposición (VNR) de las instalaciones adaptadas, que atiende el mercado correspondiente a la empresa EDET para el año 2025, para lo que se incorporaron las inversiones pendientes del Plan Obligatorio de Inversiones para el período 2020-2025.

La optimización de las instalaciones se efectuó bajo el criterio de costo total mínimo, incluyendo en el costo total al costo de inversión y el valor presente del costo de operación y mantenimiento y de las pérdidas de energía para la vida útil promedio de las instalaciones. Por otra parte, y considerando que los tamaños de equipos e instalaciones a optimizar son discretos, se han considerado las holguras de reserva correspondiente a la capacidad, que se producen por la aplicación de factores de uso medios y el crecimiento de la demanda vegetativa correspondiente al menos a un período regulatorio.

Las instalaciones eléctricas para cada etapa de la red (MTMT, MT, MTBT, BT) que se consideraron en el estudio fueron aquellas pertenecientes al inventario de la empresa que se pudieron vincular directamente con la información georreferenciada proveniente del GIS de EDET, y una vez validada la coherencia de esta última información, su integridad, y su correspondencia con la lógica de la cadena eléctrica.

Las instalaciones adaptadas utilizan la tecnología definida como óptima para su aplicación en el área de concesión de EDET. Las mismas se valorizaron aplicando los costos unitarios de inversión del Manual de Costos elaborado por la empresa, en el cual se han considerado costos de materiales, de montaje e indirectos correspondientes a la provincia de Tucumán y referidos al mes de diciembre del año 2024.

El **VNR** total resultante para las instalaciones eléctricas **propiedad de la distribuidora** y optimizadas es de **1.051.804 millones de pesos** de diciembre de 2024, y el detalle de su composición se presenta en la tabla siguiente.

	Cantidad activos EDET	VNR activos EDET [ MMS dic 2024 ]
Líneas Aéreas de MT	5.289,3 km	289.175
Cables Subterráneos de MT	445,7 km	65.134
Equipos y aparatos de protección y Maniobra de MT	6.035 ud	26.602
Estaciones de Rebaje y Centros de Distribución MT/MT	122 ud	44.350
Centros de Transformación MT/BT	8.062 ud	214.190
Líneas Aéreas de BT	8.504,4 km	248.908
Cables Subterráneos de BT	976,8 km	83.373
Equipos y aparatos de protección y Maniobra de BT	20.304 ud	22.547
Medidores	589.584 ud	31.379
Medidores de reserva	11.626 ud	618
Transformadores MTBT de reserva (3%)	264 ud	2.785
Bienes MT y BT de reserva (genérico) (5% materiales)		22.743
<b>TOTAL</b>		<b>1.051.804</b>

Tabla 3: Instalaciones y Valor Nuevo de Reposición resultantes del sistema adaptado de EDET

Por otra parte, se han identificado los activos construidos por terceros y donados a la empresa distribuidora para su operación y mantenimiento. Sobre estos activos no se calcula la



rentabilidad del capital invertido sino solamente la cuota de depreciación, que es el otro componente del costo de capital, dado que a la finalización de vida útil correspondiente la empresa distribuidora será la responsable de renovarlos. Las cantidades y el VNR de los activos donados se presentan en la siguiente tabla.

	Cantidad activos donados	VNR activos donados [ \$dic2019 ]
Líneas Aéreas de MT	920,2 km	37.424
Cables Subterráneos de MT	2,6 km	417
Equipos y aparatos de protección y Maniobra de MT	153 ud	401
Estaciones de Rebaje y Centros de Distribución MT/MT	2 ud	106
Centros de Transformación MT/BT	741 ud	10.333
Líneas Aéreas de BT	702 km	15.737
Cables Subterráneos de BT	17 km	1.488
Equipos y aparatos de protección y Maniobra de BT	240,0 ud	371
Medidores		
Medidores de reserva		
Transformadores MTBT de reserva (3%)		
Bienes MT y BT de reserva (genérico) (5% materiales)		
<b>TOTAL</b>		<b>66.277</b>

Tabla 4: instalaciones y Valor Nuevo de Reposición resultantes de los activos donados por terceros

Finalmente, el detalle de la determinación del VNR de las instalaciones no eléctricas se presenta en el Informe sobre "Costos de Explotación". Los valores obtenidos se presentan en la tabla siguiente.

VNR de Activos No Eléctricos		
Terrenos	MM \$dic-2024	3.519
Edificios	MM \$dic-2024	39.389
Vehículos	MM \$dic-2024	5.377
Equipos varios y herramientas	MM \$dic-2024	10.191
TI hardware	MM \$dic-2024	471
TI Software	MM \$dic-2024	1.637
<b>TOTAL</b>	<b>MM \$dic-2024</b>	<b>60.584</b>

Tabla 5: Valor Nuevo de Reposición de las instalaciones no eléctricas

## 2. Costos de Explotación de la Empresa Modelo

En el informe "Costos de Explotación" elaborado por BAES se desarrolla y se presentan los resultados del dimensionamiento de una empresa modelo, teórica, operando en el mercado eléctrico del área de concesión de EDET S.A., eficiente en sus gastos, gestión y operación, y que cumple con las exigencias de calidad de servicio vigentes, acorde con las pautas establecidas en el Contrato de Concesión correspondiente.

Para alcanzar estos resultados se analizaron las características del mercado eléctrico de EDET S.A. y sus instalaciones, y sobre la base de ratios estándares para empresas latinoamericanas se diseñó una estructura para la organización, entre varias posibles, que permite desarrollar las actividades necesarias para la prestación del servicio en condiciones de eficiencia, y que fue valorizada considerando remuneraciones de mercado para el personal propio y contratistas, y de acuerdo a los Convenios Colectivos de Trabajo vigentes.

Este diseño se llevó a cabo mediante un modelo único, a partir del cual se dimensionaron todas las actividades y la estructura de una empresa distribuidora operando en forma eficiente. Del modelo utilizado se obtuvieron como resultado los valores óptimos de los Costos de Operación y Mantenimiento Técnico, los Costos de Operación Comercial (o de Gestión Comercial de los Clientes), y los Costos Indirectos (o Gastos de Administración, o de la Estructura de Apoyo).

El modelo se desarrolló a partir de la definición de los procesos que deben implementarse en la actividad de distribución eléctrica. A partir de estos procesos, y manteniendo las cadenas de valor agregado, se estructuraron las unidades que conforman la organización de la empresa modelo. Esta organización se diseñó para efectuar las mismas actividades y funciones que debe ejecutar una empresa real, considerando los aspectos comerciales, técnicos y de apoyo, y considerando también toda la infraestructura necesaria (terrenos, edificios, vehículos, equipamiento, etc.).

La organización propuesta se dividió en nueve niveles salariales, que representan adecuadamente las bandas de remuneraciones de una empresa con las características de la analizada. El modelo utilizado genera los costos de personal a partir del organigrama diseñado para la empresa modelo, a los que luego se sumaron los costos de operación y mantenimiento de las instalaciones.

El diseño y dimensionamiento de la empresa modelo se efectuó considerando las instalaciones de distribución adaptadas a la demanda y el mercado correspondiente al Año Base de cálculo, es decir el año 2024.

Los resultados obtenidos para los costos de explotación, desagregados según la naturaleza del gasto y los tipos de actividades se muestran en la siguiente tabla.

Costos de Explotación TOTALES (m \$dic2024)					
Actividad	Personal	Materiales	Servicios	Gastos	Total
Explotación Comercial	18.527.645	376.590	22.881.450	2.664.354	44.450.039
Explotación Técnica	19.532.951	5.218.339	34.756.958	4.656.182	64.164.429
Actividades de Apoyo	8.747.130	31.461	0	2.935.098	11.713.688
<b>Costos actividades VAD</b>	<b>46.807.725</b>	<b>5.626.390</b>	<b>57.638.407</b>	<b>10.255.634</b>	<b>120.328.156</b>

Tabla 6: Costos de explotación de la Empresa Modelo en miles de pesos de diciembre 2024 por año

El Costo del Capital de Trabajo se modela según los indicado en el Informe de "Costos de Explotación", con un valor resultante que se muestra a continuación.

Costo anual del Capital de Trabajo	m \$dic2024	6.738.097
------------------------------------	-------------	-----------

Tabla 7: Costos del Capital de Trabajo en miles de pesos de diciembre 2024 por año

2. Costos de Explotación de la Empresa Modelo



El Costo de las Cuentas Incobrables se determina considerando una tasa de incobrabilidad óptima del 1,8% sobre el total facturado según se indica en la siguiente tabla.

VAD propuesto a diciembre de 2024	MM \$dic2024	<b>313.223</b>
Costo Compra a diciembre 2024	MM \$dic2024	<b>250.056</b>
<b>Monto anual facturado a diciembre de 2024</b>	<b>MM \$dic2024</b>	<b>563.279</b>
IVA	%	21%
<b>Monto anual facturado con IVA</b>	<b>MM \$dic2024</b>	<b>681.567</b>
Tasa de incobrabilidad eficiente	%	2%
<b>Monto de Incobrables</b>	<b>MM \$dic2024</b>	<b>13.631</b>

Tabla 8: Monto eficiente de Incobrables en millones de pesos de diciembre 2024 por año

En la siguiente tabla se presentan los costos de explotación totales a trasladar a tarifas.

Costos de Explotación TOTALES (m \$dic2024)					
Actividad	Personal	Materiales	Servicios	Gastos	Total
Explotación Comercial	18.527.645	376.590	22.881.450	2.664.354	44.450.039
Explotación Técnica	19.532.951	5.218.339	34.756.958	4.656.182	64.164.429
Actividades de Apoyo	8.747.130	31.461	0	2.935.098	11.713.688
<b>Costos actividades VAD</b>	<b>46.807.725</b>	<b>5.626.390</b>	<b>57.638.407</b>	<b>10.255.634</b>	<b>120.328.156</b>
Costo del capital de trabajo					6.738.097
Costo de incobrables					13.631.175
Impuestos municipales (1,27% venta)					7.153.550
<b>Costo Total de Explotación VAD</b>	<b>46.807.725</b>	<b>5.626.390</b>	<b>57.638.407</b>	<b>10.255.634</b>	<b>147.850.978</b>

Tabla 9: Costos de explotación trasladables a tarifa en miles de pesos de diciembre 2024 por año

### 3. Determinación del Costo de Capital

El costo del capital se ha determinado a partir del cálculo de la anualidad del Valor Nuevo de Reposición (VNR) de las instalaciones necesarias para prestar el servicio en forma eficiente.

El costo de este capital y la cuota requerida para recuperar el valor de las instalaciones al fin de su vida útil (recuperación del capital), se calcularon considerando la tasa de actualización anual real antes de impuestos a las ganancias determinada en el Informe "Cálculo de tasa WACC - Revisión Tarifaria Integral 2025", con un valor de tasa real antes de impuestos **14,25%**.

La tarifa a determinar debe ser fijada para las necesidades de la empresa y la misma debe permitir realizar las inversiones futuras y reponer las instalaciones existentes, operar y mantener las mismas y obtener una ganancia.

Por todo lo indicado, 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".

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

Dónde:

*frc* = Factor de Recuperación de Capital

*n* = vida útil promedio del activo

*i* = tasa de rentabilidad calculada para la RTI

El frc se aplica para determinar el costo de capital de las instalaciones construidas y financiadas en su totalidad por EDET, permitiendo recuperar la renta del capital invertido y la depreciación de las instalaciones a lo largo de su vida útil, de manera de permitir la reposición de las mismas a la finalización de su vida útil.

Para el caso de las instalaciones pagadas por terceros se debe considerar sólo la depreciación de las instalaciones, que permitirá su reposición al final de la vida útil, pero no la rentabilidad del capital ya que la inversión fue efectuada por un tercero. En este caso se considera un valor de depreciación anual calculada linealmente, aplicando la siguiente expresión.

$$da = \frac{1}{n}$$

Dónde:

*da* = depreciación anual

*n* = vida útil promedio del activo

Para la determinación del costo anual de capital, se ha considerado la anualidad (calculada como el factor de recuperación de capital o frc) del VNR de las instalaciones eléctricas y no eléctricas propias de EDET y la depreciación anual de las instalaciones eléctricas de terceros, considerando vidas útiles estándares para cada tipo de instalación (basadas en las consideradas en el Estudio Tarifario anterior).

Como se mencionó previamente, la tasa de actualización que se utiliza para el cálculo del factor de recuperación de capital debe ser real antes de impuesto a las ganancias ya que se utiliza para determinar la tarifa a aplicar.

La tasa real antes de impuestos equivalente es de **14,25%**.

### 3. Determinación del Costo de Capital



El detalle de los resultados obtenidos se presenta en la tabla siguiente.

Costo de Capital	VNR MM \$dic2024	Vida útil años	Tasa anual antes de IG	Factor de anualidad	Costo anual de Capital antes IG MM \$dic2024 /
<b>Activos propios</b>	<b>1.051.803,8</b>			<b>Factor de recuperación de capital</b>	
Líneas Aéreas de MT	289.174,7	35	14,25%	0,1438	41.595,4
Cables Subterráneos de MT	65.133,7	35	14,25%	0,1438	9.369,0
Equipos de protección y maniobra de MT	26.601,7	25	14,25%	0,1478	3.931,0
EETT y Centros de Distribución MT/MT	44.349,6	35	14,25%	0,1438	6.379,3
Centros de Transformación MT/BT	214.190,1	35	14,25%	0,1438	30.809,5
Líneas Aéreas de BT	248.907,6	35	14,25%	0,1438	35.803,3
Cables Subterráneos de BT	83.373,3	35	14,25%	0,1438	11.992,6
Equipos de protección y maniobra de BT	22.547,4	25	14,25%	0,1478	3.331,9
Medidores	31.379,3	10	14,25%	0,1936	6.074,2
Medidores de reserva	618,3	10	14,25%	0,1936	119,7
Transformadores MT/BT de reserva (3%)	2.785,1	35	14,25%	0,1438	400,6
Bienes MT y BT de reserva (genérico) (5% materiales)	22.742,8	35	14,25%	0,1438	3.271,4
<b>Activos donados</b>	<b>65.905,5</b>			<b>Factor de depreciación anual</b>	
Líneas Aéreas de MT	37.424,0	35		0,0286	1.069,3
Cables Subterráneos de MT	417,3	35		0,0286	11,9
Equipos de protección y maniobra de MT	401,1	25		0,0400	16,0
EETT y Centros de Distribución MT/MT	105,9	35		0,0286	3,0
Centros de Transformación MT/BT	10.333,0	35		0,0286	295,2
Líneas Aéreas de BT	15.736,7	35		0,0286	449,6
Cables Subterráneos de BT	1.487,6	35		0,0286	42,5
<b>TOTAL VNR Eléctrico</b>	<b>1.117.709,3</b>			<b>C.C. VNR Eléctrico - Antes IG</b>	<b>154.965,5</b>
Terrenos	3.519,0	999999	14,25%	0,1425	501,4
Edificios	39.388,6	50	14,25%	0,1427	5.619,4
Vehículos	5.376,6	5	14,25%	0,2930	1.575,5
Equipos varios y herramientas	10.190,7	8	14,25%	0,2174	2.215,1
TI hardware	471,3	7	14,25%	0,2350	110,7
TI Software	1.637,4	7	14,25%	0,2350	384,7
<b>TOTAL VNR No Eléctrico</b>	<b>60.583,6</b>			<b>C.C. VNR No Eléctrico - Antes IG</b>	<b>10.406,9</b>
<b>TOTAL VNR de activos propios</b>	<b>1.112.387</b>			<b>Costo de Capital Total - Antes IG</b>	<b>165.372,4</b>

Tabla 10: Detalle de Costo de Capital anual del sistema adaptado para tasa del 14,25%

El valor de costo de capital resultante, expresado en millones de pesos de diciembre de 2024 por año, para la tasa de actualización definida, se presentan en la siguiente tabla.

Costo de Capital por tipos de activos		
Anualidad VNR Eléctrico EDET	153.078	MM \$dic2024 / año
Depreciación VNR No Eléctrico donado	1.888	MM \$dic2024 / año
Anualidad VNR No Eléctrico	10.407	MM \$dic2024 / año
<b>Tasa WACC antes de impuestos</b>	<b>14,25%</b>	MM \$dic2024 / año
<b>Costo de Capital Total</b>	<b>165.372</b>	MM \$dic2024 / año

Tabla 11: Resumen de Costo de Capital anual del sistema adaptado para tasa del 14,25%

## 4. Ingresos Requeridos para la actividad de distribución

Los ingresos requeridos para la actividad de distribución se determinan como la suma de los costos de capital de las instalaciones adaptadas, los costos de explotación determinado para la empresa modelo, los costos del capital de trabajo, el costo de los incobrables y la incorporación de impuestos municipales.

El valor total de los ingresos requeridos para la actividad de distribución de EDET se presenta en la tabla siguiente, donde se muestra su comparación contra el VAD reconocido en tarifas vigentes a diciembre de 2024.

	Estudio Tarifario
VNR Total	1.178.293 MM \$dic2024
Tasa WACC antes de impuestos	<b>14,25%</b>
Costo de Capital	165.372 MM \$dic2024 / año
Costos de Explotación	120.328 MM \$dic2024 / año
Costo del Capital de Trabajo	6.738 MM \$dic2024 / año
Costo de Incobrables	13.631 MM \$dic2024 / año
Impuestos municipales (1,27% de la venta)	7.154 MM \$dic2024 / año
<b>Total Ingresos requeridos por VAD</b>	<b>313.223</b> MM \$dic2024 / año
Ingresos VAD (dic 2024/prod 2024)	197.951 MM \$dic2024 / año
<b>Incremento VAD resultante</b>	<b>58,2%</b>

Tabla 12: Ingresos Requeridos para la actividad de distribución de EDET y comparación contra el VAD vigente

A continuación, se presenta la comparación entre los ingresos totales de aplicar la tarifa vigente a diciembre de 2024, contra los ingresos totales de aplicar tarifas calculadas con los mismos costos de compras (pass through) pero incorporando el VAD propuesto en este Informe (ingresos requeridos).

Costo Compra a diciembre 2024	250.056	MM \$dic2024 / año
Ingresos Requeridos (VAD propuesto)	313.223	MM \$dic2024 / año
<b>Ingresos Tarifa con VAD propuesto</b>	<b>563.279</b>	MM \$dic2024 / año
Ingresos Tarifa vigente diciembre 2024	448.007	MM \$dic2024 / año
<b>Incremento Tarifa resultante</b>	<b>25,7%</b>	

Tabla 13: Ingresos Tarifarios con el VAD propuesto comparados contra los Ingresos Tarifarios con las tarifas vigentes

Según puede observarse de las comparaciones, el incremento del VAD respecto del vigente a diciembre del 2024, resulta del 58,2%, mientras que el incremento de tarifas resulta del 25,7%.

## 5. Factores de Eficiencia y cargos del VAD medios y marginales

Para calcular los factores de eficiencia y los cargos del VAD medio y marginales fue necesario considerar la proyección de demanda, la proyección de VNR y la proyección de los Costos de Explotación para el período tarifario.

Los valores resultantes de los Factores de Eficiencia son los siguientes.

Factores de Eficiencia	2026
FEF VAD MT	0,1%
FEF VAD BT	-0,2%
FEF Cargo Fijo	-0,2%
<b>Factor de Eficiencia Total</b>	<b>-0,1%</b>

Tabla 14: Factores de eficiencia resultantes

Con respecto a los cargos del VAD medios y marginales se obtuvieron los siguientes valores.

VAD	Unidad	Valor base
VADP - MT	\$/MW-año	158.457.033,46
VADPMg - MT	\$/MW-año	75.975.467,85
VADP - TMB	\$/MW-año	63.021.875,96
VADPMg - TMB	\$/MW-año	35.594.855,30
VADP - BT	\$/MW-año	158.518.578,34
VADPMg - BT	\$/MW-año	60.164.698,53
CCMe - PD	\$/mes	6.323,15
CCMg - PD	\$/mes	
CCMe - MD	\$/mes	31.620,90
CCMg - MD	\$/mes	
CCMe - GD	\$/mes	126.463,79
CCMg - GD	\$/mes	

Tabla 15: Cargos medios y marginales del VAD

A continuación, se describe las proyecciones de demanda, costos e inversiones consideradas y el cálculo de los factores de eficiencia y de los cargos medios y marginales del VAD.

### 5.1 Proyección de demanda, costos e inversiones

#### 5.1.1 Proyección de ventas durante el período tarifario

Para proyectar las ventas de energía durante el período tarifario se consideraron las ventas de energía y tasas de crecimiento anuales determinadas en el Informe de Proyección de demanda, que son los siguientes.



Tarifa	Nivel de tensión	Demanda 2024 MW	Clientes 2024	TAE demanda energía	TAE demanda potencia	TAE clientes
T4M-T6M	MT	78,60	238	0,63%	2,53%	1,59%
T1R	BT	406,63	531.308	1,90%	1,90%	1,50%
T1G	BT	67,40	47.039	1,17%	4,68%	0,28%
T2-T5	BT	24,90	3.486	1,17%	4,68%	0,28%
T3	BT	23,14	6.488	0,00%	0,00%	1,43%
T4B-T6B	BT	42,81	947	0,63%	3,16%	1,59%

Tabla 16: Ventas de energía y clientes en el año 2024 y tasas de crecimiento para el período

Considerando los valores iniciales y las tasas anuales equivalentes (TAE de crecimiento para el período resultan las siguientes proyecciones.

Demanda - MW	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
T4M-T6M	78,60	86,23	88,41	90,64	92,93	95,28	97,69
T1R	406,63	443,37	451,80	460,39	469,14	478,06	487,15
T1G-T2-T5	92,30	103,38	108,22	113,29	118,59	124,14	129,94
T3	23,14	25,92	27,13	27,13	27,13	27,13	27,13
T4B-T6B	42,81	45,80	45,80	47,25	48,74	50,28	51,87
<b>Demanda BT</b>	<b>564,88</b>	<b>618,47</b>	<b>632,95</b>	<b>648,05</b>	<b>663,60</b>	<b>679,60</b>	<b>696,09</b>
<b>Demanda MT</b>	<b>728,72</b>	<b>798,03</b>	<b>816,87</b>	<b>836,49</b>	<b>856,67</b>	<b>877,45</b>	<b>898,83</b>

Tabla 17: Proyección de demanda (MW) para el período 2024-2030

Clientes	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
T4M-T6M	238	242	246	250	254	258	262
T1R	531.308	539.286	547.384	555.604	563.947	572.416	581.012
T1G-T2-T5	50.525	50.664	50.804	50.944	51.085	51.226	51.367
T3	6.488	6.581	6.675	6.771	6.868	6.966	7.066
T4B-T6B	947	962	977	993	1.009	1.025	1.041
<b>Total Clientes</b>	<b>589.506</b>	<b>597.735</b>	<b>606.086</b>	<b>614.562</b>	<b>623.163</b>	<b>631.891</b>	<b>640.748</b>

Tabla 18: Proyección de clientes por categoría tarifaria para el período 2024-2030

Si se agrupan los clientes en las categorías de Pequeñas Demandas (PD), Medianas Demandas (MD) y Grandes Demanda (GD) resulta la siguiente proyección de clientes.

Clientes	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
PD	531.308	539.286	547.384	555.604	563.947	572.416	581.012
MD	50.525	50.664	50.804	50.944	51.085	51.226	51.367
GD	7.573	7.785	7.898	8.014	8.131	8.249	8.369
<b>Total Clientes</b>	<b>589.506</b>	<b>597.735</b>	<b>606.086</b>	<b>614.562</b>	<b>623.163</b>	<b>631.891</b>	<b>640.748</b>

Tabla 19: Proyección de clientes por tipo para el período 2024-2030

### 5.1.2 Proyección de Inversiones y evolución del VNR durante el período tarifario

Las inversiones consideradas para el período 2026-2030 son las presentadas por EDET como "Compromiso de Inversión" y las mismas se agrupan, a los efectos del cálculo de los Factores de Eficiencia y los Cargos Medios y Marginales del VAD en las siguientes categorías:

- Inversiones de Expansión (se trata de nuevas instalaciones sobre las del año base - 2024-):
  - Eléctricas MT.
  - Eléctricas MT/BT.
  - Eléctricas BT.
  - No Eléctricas.
- Inversiones de Renovación (se trata de renovación o reemplazo de instalaciones ya existentes):
  - Ren. Eléctricas.
  - Ren. No Eléctricas.

La proyección de las inversiones comprometidas se presenta en las tablas siguientes:

	Inversiones de Expansión						
	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Eléctricas MT miles \$			10.558.316	10.982.091	10.982.091	10.982.091	10.558.316
Eléctricas MT/BT miles \$			7.981.853	7.981.853	7.981.853	7.981.853	7.981.853
Eléctricas BT miles \$			6.961.877	7.018.337	8.096.132	8.156.030	7.031.199
No Eléctricas miles \$			6.016.181	6.016.181	5.708.916	4.633.488	4.633.488
<b>TOTAL miles \$</b>	<b>0</b>	<b>31.518.227</b>	<b>31.998.462</b>	<b>32.768.991</b>	<b>31.753.462</b>	<b>30.204.856</b>	

Tabla 20: Inversiones de Expansión comprometidas para el período 2026-2030

	Inversiones de Renovación						
	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Ren. Eléctricas miles \$			13.553.015	13.754.436	14.295.801	14.436.375	12.751.432
Ren. No Eléctricas miles \$			1.550.000	1.550.000	1.550.000	1.550.000	1.550.000
<b>TOTAL miles \$</b>	<b>0</b>	<b>15.103.015</b>	<b>15.304.436</b>	<b>15.845.801</b>	<b>15.986.375</b>	<b>14.301.432</b>	

Tabla 21: Inversiones de Renovación comprometidas para el período 2026-2030

Tomando en cuenta el VNR inicial se determina la evolución del VNR durante cada año del período sumando al VNR del año anterior las inversiones de expansión de ese año, según se muestra en la siguiente tabla.

	VNR						
	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Eléctrico MT miles \$	463.608.001	463.608.001	476.880.148	490.576.068	504.271.989	517.967.910	531.240.056
Eléctrico MT/BT miles \$	224.523.066	224.523.066	229.791.089	235.059.113	240.327.136	245.595.159	250.863.182
Eléctrico BT miles \$	429.578.205	429.578.205	436.540.083	443.558.420	451.654.552	459.810.582	466.841.781
No Eléctrico miles \$	60.583.567	60.583.567	66.599.748	72.615.928	78.324.844	82.958.332	87.591.820
<b>TOTAL miles \$</b>	<b>1.178.292.841</b>	<b>1.178.292.841</b>	<b>1.209.811.068</b>	<b>1.241.809.529</b>	<b>1.274.578.521</b>	<b>1.306.331.983</b>	<b>1.336.536.839</b>

Tabla 22: Inversiones de Renovación comprometidas para el período 2026-2030

Considerando el mismo factor de recuperación de capital (frc) que para el VNR inicial se determina la anualidad del VNR (aVNR) para cada año de la proyección.

	aVNR	frc	
		2024	2024
Eléctrico MT miles \$/año	62.374.936	0,1345	
Eléctrico MT/BT miles \$/año	31.104.726	0,1385	
Eléctrico BT miles \$/año	61.485.821	0,1431	
No Eléctrico miles \$/año	10.406.883	0,1718	
<b>TOTAL miles \$/año</b>	<b>165.372.366</b>		

Tabla 23: Valores del aVNR y del frc para el año base (2024) y cada categoría de activos

	aVNR						
	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Eléctrico MT miles \$/año	62.374.936	62.374.936	64.160.603	66.003.285	67.845.967	69.688.649	71.474.316
Eléctrico MT/BT miles \$/año	31.104.726	31.104.726	31.834.541	32.564.357	33.294.172	34.023.988	34.753.803
Eléctrico BT miles \$/año	61.485.821	61.485.821	62.482.279	63.486.818	64.645.623	65.813.002	66.819.382
No Eléctrico miles \$/año	10.406.883	10.406.883	11.440.326	12.473.770	13.454.432	14.250.360	15.046.288
<b>TOTAL miles \$/año</b>	<b>165.372.366</b>	<b>165.372.366</b>	<b>169.917.750</b>	<b>174.528.230</b>	<b>179.240.195</b>	<b>183.775.999</b>	<b>188.093.789</b>

Tabla 24: Proyección del aVNR y para cada año del período 2024-2030

Asignando al aVNR de los activos No Eléctricos al aVNR de cada categoría de activos Eléctricos, en forma proporcional al monto del aVNR de cada uno, se obtiene la siguiente proyección final del aVNR de los activos Eléctricos.

	aVNR FINAL						
	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Eléctrico MT miles \$/año	66.563.796	66.563.796	68.792.293	71.083.736	73.352.043	75.546.692	77.688.928
Eléctrico MT/BT miles \$/año	33.193.599	33.193.599	34.132.645	35.070.923	35.996.179	36.884.051	37.775.608
Eléctrico BT miles \$/año	65.614.971	65.614.971	66.992.812	68.373.570	69.891.973	71.345.256	72.629.253
<b>TOTAL miles \$/año</b>	<b>165.372.366</b>	<b>165.372.366</b>	<b>169.917.750</b>	<b>174.528.230</b>	<b>179.240.195</b>	<b>183.775.999</b>	<b>188.093.789</b>

Tabla 25: Proyección del aVNR de los activos Eléctricos para cada año del período 2024-2030

### 5.1.3 Proyección de los costos de explotación durante el período tarifario

Para proyectar los costos de explotación se utilizó el modelo de cálculo de los gastos optimizados y se calcularon los montos considerando la evolución de las instalaciones por las inversiones proyectadas y de los clientes según la tasa de crecimiento de clientes definida.

La proyección de los valores de Costos de Capital de Trabajo, de Incobrables y de Impuestos Municipales se determinan considerando el mismo porcentaje respecto de los Gastos de Explotación (OPEX) que en el año base (2024).

La proyección de Costos de Explotación, Costos del Capital de Trabajo, Costo de Incobrables e Impuestos municipales para el período se presenta en la tabla siguiente.

	Unidad	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
<b>COSTOS DE EXPLORACIÓN</b>	Como %	MM \$,000		148.410	150.206	151.033	151.803	152.443	153.289
OPEX distribución y comercial	del OPEX	MM \$,000		120.783	122.245	122.918	123.545	124.066	124.754
Costo del Capital de Trabajo	5,60%	%/OPEX	MM \$,000	6.764	6.845	6.883	6.918	6.947	6.986
Costo de Incobrables	11,33%	%/OPEX	MM \$,000	13.683	13.848	13.925	13.996	14.055	14.133
Impuestos municipales (1,27% de la venta)	5,95%	%/OPEX	MM \$,000	7.181	7.267	7.308	7.345	7.376	7.417



Tabla 26: Proyección de costos de explotación durante el período tarifario

## 5.2 Cálculo de los Factores de Eficiencia

Para calcular los Factores de Eficiencia se consideró la evolución de los cargos del VAD y los cargos Fijos durante el primer año del período tarifario (2025-2026).

A continuación, se presentan las evoluciones de la anualidad del VNR, de los Costos de Explotación, de la demanda por etapa de red y de la cantidad de clientes para el período mencionado.

Anualidad VNR Eléctrico		2024	2025	2026
Red MT	miles \$ / año	66.563.796	66.563.796	68.792.293
Red BT	miles \$ / año	98.808.570	98.808.570	101.125.457
<b>Anualidad total VNR</b>	<b>miles \$/año</b>	<b>165.372.366</b>	<b>165.372.366</b>	<b>169.917.750</b>

Tabla 27: Proyección de la anualidad del VNR Eléctrico durante el período 2024-2026

Costos de Explotación		2024	2025	2026
OPEX red MT	miles \$ / año	48.907.345	49.092.128	49.686.274
OPEX red BT	miles \$ / año	26.334.724	26.434.223	26.754.147
OPEX CF	miles \$ / año	72.608.909	72.883.242	73.765.324
<b>Total Costos de Explotación</b>	<b>miles \$ / año</b>	<b>147.850.978</b>	<b>148.409.592</b>	<b>150.205.746</b>

Tabla 28: Proyección de los Costos de Explotación durante el período 2024-2026

Demanda por etapa de red y clientes		2024	2025	2026
Demandada de Potencia en MT	MW	728,72	798,03	816,87
Demandada de Potencia en BT	MW	564,88	618,47	632,95
Total Clientes	ud	589.506	597.735	606.086

Tabla 29: Proyección de la demanda por etapa de red y de los clientes durante el período 2024-2026

Los costos totales por etapa de red BT y MT surgen de sumar la anualidad del VNR más los Costos de Explotación de cada etapa, y los costos totales del cargo fijo son directamente los Costos de Explotación asociados al mismo.

Costos del VAD		2024	2025	2026	% participación
Costos de redes MT	miles \$ / año	115.471.141	115.655.924	118.478.566	37%
Costos de redes BT	miles \$ / año	125.143.294	125.242.793	127.879.605	40%
Costo Fijo	miles \$ / año	72.608.909	72.883.242	73.765.324	23%
<b>Total de costos del VAD</b>	<b>miles \$ / año</b>	<b>313.223.344</b>	<b>313.781.958</b>	<b>320.123.495</b>	

Tabla 30: Proyección de los costos del VAD y del cargo Fijo durante el período 2024-2026

Para calcular los cargos del VAD por etapa de red se dividen los costos anuales totales de esa etapa por la demanda de la misma, mientras que para calcular el cargo fijo se divide el costo anual correspondiente por la cantidad de clientes.

VAD y Costo Fijo	2024	2025	2026
VAD MT \$ / kW-año	158.457	144.927	145.039
VAD BT \$ / kW-año	221.540	202.504	202.038
Cargo de Serv. a Clientes \$ / cliente-mes	10.264	10.161	10.142

Tabla 31: Proyección de los cargos del VAD y del cargo Fijo durante el período 2024-2026

Relacionando los cargos del año 2026 contra los del año 2025 se obtienen los factores de eficiencia a de economía de escala correspondiente. El cálculo del factor de eficiencia total se calcula a partir de los factores de cada cargo considerando el porcentaje de participación de cada costo en el costo total del VAD.

Factores de Eficiencia	2026
FEF VAD MT %	0,1%
FEF VAD BT %	-0,2%
FEF Cargo Fijo %	-0,2%
<b>Factor de Eficiencia Total %</b>	<b>-0,1%</b>

Tabla 32: Factores de eficiencia resultantes

### 5.3 Cálculo de los cargos medios y marginales del VAD

Para calcular el cuadro tarifario, según las fórmulas en vigencia, se requiere determinar los cargos del VAD por las etapas de BT, MY/BT y MT de la red y de los cargos fijos para los tipos de clientes de Pequeñas, Medianas y Grandes Demandas.

Por lo indicado se realizó el cálculo de los costos del VAD medios, con los datos del año base, y marginales, considerando la evolución de los costos y demanda durante el período tarifario según se describe en las tablas siguientes.

La evolución de la anualidad del VNR para el período tarifario se presenta en la tabla siguiente.

Anualidad VNR Eléctrico	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Red MT miles \$ / año	66.563.796	66.563.796	68.792.293	71.083.736	73.352.043	75.546.692	77.688.928
CT MT/BT miles \$ / año	33.193.599	33.193.599	34.132.645	35.070.923	35.996.179	36.884.051	37.775.608
Red BT miles \$ / año	65.614.971	65.614.971	66.992.812	68.373.570	69.891.973	71.345.256	72.629.253
<b>Anualidad total VNR miles \$ / año</b>	<b>165.372.366</b>	<b>165.372.366</b>	<b>169.917.750</b>	<b>174.528.230</b>	<b>179.240.195</b>	<b>183.775.999</b>	<b>188.093.789</b>

Tabla 33: proyección de la anualidad del VNR para el período 2024-2026

La asignación del Costo de Explotación a las actividades técnicas por etapa de red y a las actividades comerciales, se realizó considerando, sobre la base del Modelo de Costos de Explotación, las relaciones entre los distintos costos, con las participaciones que se indican a continuación.

	2024
OPEX total técnico (incluye CCT+Inc+Imp)	0,726
OPEX total comercial (incluye CCT+Inc+Imp)	0,503

Sobre Costos actividades VAD  
Sobre Costos actividades VAD

Tabla 34: relaciones entre costos totales técnico y comercial y el costo de actividades VAD

El OPEX total técnico y comercial incluye las actividades VAD más el Costo del Capital de Trabajo, el Costo de Incobrables y el Costo de los Impuestos Municipales. El costo de las actividades VAD es el que surge del Modelo de Costos de Explotación.

## 5. Factores de Eficiencia y cargos del VAD medios y marginales



	2024
OPEX red MT = % OPEX total técnico	65%
OPEX CT MT/BT = % OPEX total técnico	3%
OPEX CF = % OPEX total comercial	120%
OPEX red BT = OPEX TOTAL - Opex red MT - OPEX CT MT/BT - OPEX CF	

Tabla 35: porcentajes para la asignación de los costos a cada etapa de la red y al cargo fijo

Considerando las relaciones indicadas anteriormente, la proyección de los Costos de Explotación asignados a cada etapa de red y tipo cliente durante el período tarifario es la siguiente.

Costos de Explotación	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
OPEX red MT	miles \$ / año	48.907.345	49.092.128	49.686.274	49.959.972	50.214.640	50.426.418	50.706.172
OPEX CT MT/BT	miles \$ / año	2.406.062	2.415.153	2.444.383	2.457.848	2.470.376	2.480.795	2.494.558
OPEX red BT	miles \$ / año	23.928.662	24.019.070	24.309.765	24.443.675	24.568.276	24.671.892	24.808.765
OPEX CF PD	miles \$ / año	41.154.238	41.447.499	42.088.257	42.458.173	42.813.085	43.132.684	43.510.854
OPEX CF MD	miles \$ / año	19.567.914	19.469.225	19.531.552	19.465.205	19.391.064	19.299.905	19.233.872
OPEX CF GD	miles \$ / año	11.886.757	11.966.518	12.145.516	12.248.285	12.345.600	12.431.571	12.534.761
<b>Total Costos de Explotación</b>	<b>miles \$ / año</b>	<b>147.850.978</b>	<b>148.409.592</b>	<b>150.205.746</b>	<b>151.033.157</b>	<b>151.803.040</b>	<b>152.443.264</b>	<b>153.288.982</b>

Tabla 36: proyección de los Costos de Explotación por etapa de red y tipo cliente para el período 2024-2026

A partir de estas proyecciones se obtiene la proyección de los costos totales del VAD por cada etapa de red y tipo cliente, como la suma de las anualidades del VNR y de los costos de explotación correspondientes.

Costos del VAD	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Período 2026-2030	
Costos de redes MT	miles \$ / año	115.471.141	115.655.924	118.478.560	121.043.708	123.566.683	125.973.110	128.395.100	<b>617.457.167</b>
Costos de CT MT/BT	miles \$ / año	35.599.661	35.608.752	36.577.028	37.528.771	38.466.555	39.364.846	40.270.166	<b>192.207.307</b>
Costos de redes BT	miles \$ / año	89.543.633	89.634.040	91.302.577	92.817.246	94.460.249	96.017.148	97.438.018	<b>472.035.237</b>
Costo Fijo PD	miles \$ / año	41.154.238	41.447.499	42.088.257	42.458.173	42.813.085	43.132.684	43.510.854	<b>214.003.051</b>
Costo Fijo MD	miles \$ / año	19.567.914	19.469.225	19.531.552	19.465.205	19.391.064	19.299.905	19.233.872	<b>96.921.597</b>
Costo Fijo GD	miles \$ / año	11.886.757	11.966.518	12.145.516	12.248.285	12.345.600	12.431.571	12.534.761	<b>61.765.732</b>
<b>Total de costos del VAD</b>	<b>miles \$ / año</b>	<b>313.223.344</b>	<b>313.781.958</b>	<b>320.123.495</b>	<b>325.561.387</b>	<b>331.043.234</b>	<b>336.219.263</b>	<b>341.382.771</b>	<b>1.654.330.151</b>

Tabla 37: proyección de los costos del VAD por etapa de red y tipo cliente para el período 2024-2026

Las proyecciones de demanda por etapa de red y de cantidad de clientes por tipo para el período tarifario se presentan en las tablas siguientes.

Demanda por etapa de red	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Período 2026-2030	
Demanda de Potencia en MT	MW	728,72	798,03	816,87	836,49	856,67	877,45	898,83	4.286,31
Demanda de Potencia en BT	MW	564,88	618,47	632,95	648,05	663,60	679,60	696,09	3.320,29

Tabla 38: proyección de las demandas por etapa de red para el período 2024-2026

Cientes	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Período 2026-2030	
Clientes PD	ud	531.308	539.286	547.384	555.604	563.947	572.416	581.012	2.820.363
Clientes MD	ud	50.525	50.664	50.804	50.944	51.085	51.226	51.367	255.426
Clientes GD	ud	7.673	7.785	7.898	8.014	8.131	8.249	8.369	40.661
Clientes totales	ud	<b>589.506</b>	<b>597.735</b>	<b>606.086</b>	<b>614.562</b>	<b>623.163</b>	<b>631.891</b>	<b>640.748</b>	<b>3.116.450</b>

Tabla 39: proyección de la cantidad de clientes por tipo para el período 2024-2026

### 5.3.1 Cálculo de los cargos medios del VAD

Los cargos medios del VAD por etapa de red y fijos por tipo de cliente para el periodo tarifario 2026-2030, se calculan dividiendo los costos del VAD por etapa de red y los costos fijos por tipo de cliente correspondientes al año base de cálculo, 2024 las demandas por etapa de red y las cantidades de clientes para el mismo año, obteniéndose los siguientes resultados.

Cargos Medios del VAD		2024
VADP - MT	\$ / MW-año	158.457.033
VADP - TMB	\$ / MW-año	63.021.876
VADP - BT	\$ / MW-año	158.518.578
CCMe - PD	\$ / mes	6.323
CCMe - MD	\$ / mes	31.621
CCMe - GD	\$ / mes	126.464

Tabla 40: cargos medios del VAD y Comerciales para el periodo 2026-2026

### 5.3.2 Cálculo de los cargos marginales del VAD

Los cargos marginales del VAD se calculan a partir de los incrementos de costos del VAD por etapa de red y de los incrementos de demanda por etapa de red durante el periodo 2026-2030, los que se muestran en las tablas siguientes.

Incrementos de Costos del VAD	2026	2027	2028	2029	2030	Período 2026-2030
Costos de redes MT miles \$ / año	2.822.643	2.565.142	2.522.975	2.406.428	2.421.990	12.923.959
Costos de CT. MT/BT miles \$ / año	968.276	951.743	937.784	898.291	905.320	4.670.505
Costos de redes MT miles \$ / año	1.668.536	1.514.669	1.643.003	1.556.899	1.420.870	7.894.385
<b>Total de costos de redes miles \$ / año</b>	<b>6.341.537</b>	<b>5.437.892</b>	<b>5.481.847</b>	<b>5.176.029</b>	<b>5.163.508</b>	<b>28.159.427</b>

Tabla 41: costos incrementales del VAD por etapa de red para el periodo 2025-2026

Incrementos de demanda por etapa	2026	2027	2028	2029	2030	Período 2026-2030
Demandas de Potencia en MT MW	18,84	19,61	20,18	20,77	21,38	170,11
Demandas de Potencia en BT MW	14,48	15,10	15,55	16,01	16,49	131,21

Tabla 42: demandas incrementales por etapa de red para el periodo 2026-2026

Los cargos marginales del VAD por etapa de red para el periodo tarifario 2026-2030, se calculan dividiendo la suma de los costos incrementales del VAD por etapa de red por las sumas de las demandas incrementales por etapa de red para el mismo periodo, obteniéndose los siguientes resultados.

Cargos Marginales del VAD	Período 2026-2030
VADP - MT \$ / MW-año	<b>75.975.468</b>
VADP - TMB \$ / MW-año	<b>35.594.855</b>
VADP - BT \$ / MW-año	<b>60.164.699</b>

Tabla 43: cargos marginales del VAD para el periodo 2026-2026



### 5.3.3 Cargos medios y marginales del VAD resultantes

Los cargos medios y marginales resultantes, a los efectos del cálculo del cuadro tarifario, se presentan en la tabla siguiente.

VAD	Unidad	Valor base
<b>VADP - MT</b>	\$/MW-año	<b>158.457.033,46</b>
<b>VADPMg - MT</b>	\$/MW-año	<b>75.975.467,85</b>
<b>VADP - TMB</b>	\$/MW-año	<b>63.021.875,96</b>
<b>VADPMg - TMB</b>	\$/MW-año	<b>35.594.855,30</b>
<b>VADP - BT</b>	\$/MW-año	<b>158.518.578,34</b>
<b>VADPMg - BT</b>	\$/MW-año	<b>60.164.698,53</b>
<b>CCMe - PD</b>	\$/mes	<b>6.323,15</b>
<b>CCMg - PD</b>	\$/mes	
<b>CCMe - MD</b>	\$/mes	<b>31.620,90</b>
<b>CCMg - MD</b>	\$/mes	
<b>CCMe - GD</b>	\$/mes	<b>126.463,79</b>
<b>CCMg - GD</b>	\$/mes	

Tabla 44: Cargos medios y marginales del VAD

Firmado digitalmente por  
MARTINEZ RODOLFO  
LUIS  
Fecha: 17/11/2025  
00:07:38  
Razón: Ingresos  
requeridos

Firmado digitalmente por  
SAN MIGUEL  
ERNESTO  
Fecha: 17/11/2025  
07:53:11  
Razón: Ernesto San  
Miguel



**EDET SA**  
**RTI 2025-2030**  
**RÉGIMEN TARIFARIO**  
**REDETERMINACIÓN DEL VAD**  
**DETERMINACIÓN DEL CUADRO**  
**TARIFARIO**



**RTI EDET SA 2025-2030**  
**RÉGIMEN TARIFARIO DE EDET SA**

El presente Anexo contiene el Régimen Tarifario propuesto para el período tarifario comprendido entre el 31 de diciembre de 2025 y el 04 de agosto del 2030.

El Régimen Tarifario contenido en el Anexo I del Volumen II del Contrato de Concesión, el contenido en el Acta de Renegociación Integral (ARI) mantiene plena vigencia con excepción de lo expresamente modificado o complementado en el presente Anexo.

**1) Tarifa T1-R**

A los efectos de promover el uso racional de la energía, como así también contemplar la capacidad de pago de los usuarios, la tarifa T1 de usuarios Residenciales (R) individuales se divide en cuatro (4) estratos para determinar la aplicación de los Cargos de Uso de Red (\$/mes), crecientes, según los siguientes intervalos de consumo promedio:

**Energía promedio**

T1-R1:	0 - 150 kWh/mes
T1-R2:	151 - 250 kWh/mes
T1-R3:	251 - 550 kWh/mes
T1-R4:	más de 550 kWh/mes

Estos cargos se aplicarán según el consumo promedio registrado en los documentos comerciales emitidos al cliente en los últimos 12 meses.

Se establece adicionalmente un (1) Cargo Variable aplicable a toda la energía consumida en cada período de facturación (\$/kWh).

**1.1) Tarifa T1-RP (con medición de potencia)**

Se aplicará la Tarifa T1-RP (Pequeñas Demandas Uso Residencial con Medición de Potencia) a: 1) aquellos suministros de pequeñas demandas de uso residencial que cuenten con medición de energía y potencia, 2) todos aquellos suministros que hayan instalado generación para su autoabastecimiento con eventual inyección de energía en la red de distribución. En este último caso, el sistema de medición deberá permitir el registro de energía y potencia en forma bidireccional. En todos los casos la conexión con la red de distribución deberá ser trifásica.

Se define como capacidad de suministro la potencia en kW, promedio de 15 minutos consecutivos, que la distribuidora pondrá a disposición del cliente en cada punto de entrega.

El valor de capacidad de suministro convenido será válido y aplicable, a los efectos de la facturación del cargo correspondiente, durante un período de 12 meses consecutivos contados a partir de la fecha de habilitación del servicio y en lo sucesivo por ciclos de 12 meses. En caso que el usuario no manifieste a la Distribuidora la capacidad de suministro requerida, la facturación se realizará utilizando los valores registrados, durante los primeros 3 períodos de facturación, definiéndose como capacidad de suministro convenida a la capacidad máxima registrada en dicho período.



Las facturaciones por tal concepto, serán consideradas cuotas sucesivas de una misma obligación.

El usuario no podrá utilizar ni la distribuidora estará obligada a suministrar potencias superiores a la convenida o determinada cuando supere los 10 kW. Si el cliente necesitara una potencia mayor que la convenida o determinada, deberá solicitar a la Distribuidora un aumento de capacidad de suministro. La nueva capacidad de suministro reemplazará a la anterior a partir de la fecha en que ella sea puesta a disposición del cliente y será válida y aplicable a los efectos de la facturación, durante un período de 12 meses consecutivos y en lo sucesivo en ciclos de 12 meses.

Por el servicio convenido para cada punto de entrega el cliente pagará:

- Un cargo fijo, haya o no consumo de energía.
- Un cargo por cada kW de capacidad de suministro, haya o no consumo de energía.
- Un cargo variable por la energía consumida.

Los valores correspondientes a los cargos señalados, serán los que se establezcan en los respectivos cuadros tarifarios.

En caso que el cliente tomara, durante los primeros doce meses de incorporados al régimen de la tarifa T1-RP una potencia superior a la capacidad de suministro convenida o definida, este valor reemplazará la capacidad de suministro convenida, facturándose en consecuencia.

En caso que el cliente tomara, con posterioridad a los doce meses de incorporados al régimen de la tarifa T1-RP, una potencia superior a la capacidad de suministro convenida, conforme a lo establecido en el párrafo precedente, la Distribuidora facturará la potencia realmente registrada y un recargo del 20% del valor fijo por kW aplicado a la capacidad de suministro excedida.

Si la Distribuidora considerase perjudiciales las transgresiones del cliente a las capacidades de suministro establecidas, previa notificación, podrá suspenderle la prestación del servicio eléctrico o recategorizar en Tarifa de capacidades superiores.

### 1.2) Tarifa T1-RC

Se aplicará la Tarifa T1-RC (Pequeñas Demandas Uso Residencial Colectivo) a los servicios prestados en las dependencias e instalaciones de uso colectivo (escaleras, pasillos, lavaderos, cocheras, ascensores, bombas, y utilizaciones análogas), que sirvan a un grupo habitacional (casas y/o departamentos), funcional y estructuralmente diferenciables, destinados, predominantemente a vivienda, y que se encuentren constituidos legalmente como Consorcio, a cuya titularidad se deberá solicitar el servicio. Excepcionalmente, esta tarifa podrá ser otorgada a grupos habitacionales donde no exista consorcio constituido legalmente, siempre que:

- Todos los titulares de los servicios T1R individuales del grupo habitacional (casas o departamentos) realicen un formal requerimiento a través de un formulario que el Concesionario propondrá al ERSEPT.
- El mencionado formulario donde conste la solicitud, refleje la designación de uno de los titulares de los servicios T1R del grupo habitacional (casas y/o



departamentos) como el titular del nuevo servicio Residencial Colectivo a habilitarse.

- El mencionado formulario refleje la voluntad de la totalidad de los titulares de los servicios domiciliarios T1R del grupo habitacional (casas y/o departamentos) del consorcio irregularmente constituido, y la misma subsista con posterioridad al alta del suministro en la presente categoría tarifaria y hasta que se mantenga en funcionamiento de modo análogo al régimen de la propiedad horizontal, conforme se especifica precedentemente.

Opcionalmente, todos los titulares de los servicios individuales podrán solicitar el prorratoe de las facturas que emita el Concesionario correspondientes al servicio T1RC de las dependencias e instalaciones de uso colectivo, en las correspondientes facturas de los servicios individuales. Los usuarios que pretendieran acceder a la titularidad de alguno de los suministros individuales con posterioridad a la entrada en vigencia del presente régimen, deberán expresar su voluntad ante el Concesionario de acceder al mismo, con la finalidad de mantener su viabilidad.

A los efectos de promover el uso racional de la energía, como así también contemplar la capacidad de pago de los usuarios, la tarifa T1RC de Pequeñas Demandas Uso Residencial Colectivo se divide en cuatro (4) estratos para determinar la aplicación de los Cargos de Uso de Red (\$/mes), crecientes, según los siguientes intervalos de consumo promedio:

#### Energía promedio

- T1-RC1: 0 - 150 kWh/mes.
- T1-RC2: 151 - 300 kWh/mes.
- T1-RC3: 301 - 1000 kWh/mes.
- T1-RC4: más de 1001 kWh/mes.

Estos cargos se aplicarán según el consumo promedio registrado en los documentos comerciales emitidos al usuario en los últimos 12 meses de facturación.

Debido a la dispersión observada en los consumos de los clientes de la categoría T1-RC4, el VAD será aplicado parcialmente en el CUR, antes indicado, y complementado con un (1) Cargo Variable VAD aplicable a la energía por sobre el límite de 1000 kWh/mes.

Se establece adicionalmente un (1) Cargo Variable aplicable a toda la energía consumida en cada período de facturación (\$/kWh).

#### **2) Tarifa T1-G**

A los efectos de promover el uso racional de la energía, esta tarifa se divide en cuatro (4) estratos para determinar la aplicación de los Cargos de Uso de Red (\$/mes), crecientes, según los siguientes intervalos de consumo promedio:

#### Energía promedio

- T1-G1: 0 - 150 kWh/mes
- T1-G2: 151 - 300 kWh/mes
- T1-G3: 301 - 1000 kWh/mes
- T1-G4: Más de 1000 kWh/mes



Estos cargos se aplicarán según el consumo promedio registrado en los documentos comerciales emitidos al cliente en los últimos 12 meses.

Debido a la dispersión observada en los consumos de los clientes de la categoría T1-G4, el VAD será aplicado parcialmente en el CUR, antes indicado, y complementado con un (1) Cargo Variable VAD aplicable a la energía por sobre el límite de 1000 kWh/mes.

Se establece adicionalmente en todas las categorías un (1) Cargo Variable aplicable a toda la energía consumida en cada período de facturación (\$/kWh).

### **1.1) Tarifa T1-GP (con medición de potencia)**

Se aplicará la Tarifa T1-GP (Pequeñas Demandas Uso General con Medición de Potencia) a: 1) aquellos suministros de pequeñas demandas de uso general que cuenten con medición de energía y potencia, 2) todos aquellos suministros de pequeñas demandas de uso general que hayan instalado generación para su autoabastecimiento con eventual inyección de energía en la red de distribución. En este último caso, el sistema de medición deberá permitir el registro de energía y potencia en forma bidireccional. En todos los casos la conexión con la red de distribución deberá ser trifásica.

Se define como capacidad de suministro la potencia en kW, promedio de 15 minutos consecutivos, que la distribuidora pondrá a disposición del cliente en cada punto de entrega.

El valor de capacidad de suministro convenido será válido y aplicable, a los efectos de la facturación del cargo correspondiente, durante un período de 12 meses consecutivos contados a partir de la fecha de habilitación del servicio y en lo sucesivo por ciclos de 12 meses. En caso que el usuario no manifieste a la Distribuidora la capacidad de suministro requerida, la facturación se realizará utilizando los valores registrados, durante los primeros 3 períodos de facturación, definiéndose como capacidad de suministro convenida a la capacidad máxima registrada en dicho período.

Las facturaciones por tal concepto, serán consideradas cuotas sucesivas de una misma obligación.

El cliente no podrá utilizar ni la distribuidora estará obligada a suministrar potencias superiores a la convenida o definida. Si el cliente necesita una potencia mayor que la convenida, deberá solicitar a la Distribuidora un aumento de capacidad de suministro. La nueva capacidad de suministro reemplazará a la anterior a partir de la fecha en que ella sea puesta a disposición del cliente y será válida y aplicable a los efectos de la facturación, durante un período de 12 meses consecutivos y en lo sucesivo en ciclos de 12 meses.

Por el servicio prestado para cada punto de entrega el cliente pagará:

- Un cargo fijo, haya o no consumo de energía.
- Un cargo por cada kW de capacidad de suministro, haya o no consumo de energía.
- Un cargo variable por la energía consumida.

Los valores correspondientes a los cargos señalados, serán los que se establezcan en los respectivos cuadros tarifarios.



En caso que el cliente tomara, durante los primeros doce meses de incorporados al régimen de la tarifa T1-GP una potencia superior a la capacidad de suministro convenida o definida, este valor reemplazará la capacidad de suministro convenida, facturándose en consecuencia.

En caso que el cliente tomara, con posterioridad a los doce meses de incorporados al régimen de la tarifa T1-GP, una potencia superior a la capacidad de suministro convenida, conforme a lo establecido en el párrafo precedente, la Distribuidora facturará la potencia realmente registrada y un recargo del 20% del valor fijo por kW aplicado a la capacidad de suministro excedida.

Si la Distribuidora considerase perjudiciales las transgresiones del cliente a las capacidades de suministro establecidas, previa notificación, podrá suspenderle la prestación del servicio eléctrico.

Si la demanda máxima registrada en más del 30% del total del periodo de facturación dentro de un año calendario, superara el valor de 10 kW, tope máximo de demanda de esta categoría, la Distribuidora convendrá con el cliente las condiciones de cambio a la categoría de Medianas Demandas.

### 3) Tarifa T2

Con el objeto de una mejor identificación de los costos asociados a los gastos comerciales de prestación del servicio, se establece un cargo fijo mensual, adicional a los cargos por potencia, que será aplicado exista o no consumo de energía.

Por el servicio convenido para cada punto de entrega el cliente pagará:

- Un cargo fijo, haya o no consumo de energía.
- Un cargo por cada kW de capacidad de suministro convenida, haya o no consumo de energía.
- Cargos variables por la energía consumida.

Los valores correspondientes a los cargos señalados, serán los que se establezcan en los respectivos cuadros tarifarios.

### 4) Tarifa T4

Con el objeto de una mejor identificación de los costos asociados a los gastos comerciales, se establece un cargo fijo mensual, adicional a los cargos por potencia, que será aplicado exista o no consumo de energía.

#### Capacidad de suministro

Dada la situación actual del consumo eléctrico en la provincia, con elevado consumo de potencia en las horas de RESTO en la temporada estival, esto es, entre los meses de noviembre y marzo, hecho que produce un crecimiento extraordinario de la demanda máxima de potencia del sistema de Distribución, resulta oportuno y conveniente realizar una modificación en la definición de la Capacidad de Suministro y en el régimen de estacionalidad, tendientes a efficientizar la señal económica para el beneficio del sistema de Distribución en su conjunto. Se adjunta "ANEXO - Capacidad de suministro, Beneficio Estacionalidad y Gestión de la Demanda.docx".



### **Capacidad de suministro equivalente**

Durante los meses de octubre a marzo, inclusive, la "capacidad de suministro equivalente" se determinará como el máximo valor entre la "capacidad de suministro en horas de RESTO" y la "capacidad de suministro en PUNTA".

Durante los meses de abril a setiembre, inclusive, cuando la capacidad de suministro en horario de PUNTA o VALLE supere a la capacidad de suministro en horas de RESTO, la "capacidad de suministro equivalente" será igual a la "capacidad de suministro máxima entre PUNTA y VALLE más un valor porcentual de la diferencia entre dicha Capacidad de suministro y la capacidad de suministro en hora de RESTO, el cual se define en el cuadro tarifario respectivo.

A los fines del beneficio por modulación, la Capacidad de Suministro Contratada por el cliente en el horario de RESTO no podrá ser superior al 80% de la Capacidad de Suministro Contratada máxima y la Capacidad de Suministro equivalente no podrá ser menor al límite inferior de la categoría (50 kW).

Adicionalmente, a los fines de la correcta interpretación del cliente de la señal regulatoria, el beneficio se reflejará como una línea separada en la factura, equivalente a la diferencia entre el costo de la Capacidad de Suministro Máxima y la que surge de aplicar la Capacidad de Suministro Equivalente.

### **Beneficio Gestión de la Demanda:**

Adicionalmente, la Distribuidora estará habilitada a ofrecer descuentos de hasta el 70% en el cargo por Capacidad de Suministro, en contraprestación por reducciones de demanda de potencia en días y horarios críticos del sistema (Gestión de la Demanda). El Beneficio será proporcional a la potencia reducida.

Para esto, los clientes interesados deberán comunicar su decisión a la Distribuidora y se acordarán las condiciones para acceder al beneficio.

La Distribuidora realizará una propuesta de implementación durante el primer año de la puesta en vigencia de la RTI. Se podrá modificar el Régimen de Gestión durante el período Tarifario.

### **Régimen Estacional - Requisitos para el otorgamiento**

*En los casos que la actividad estacional de máxima demanda de potencia del cliente, coincida con la máxima demanda de potencia del sistema de distribución de la Distribuidora, esto es, en el período comprendido entre noviembre y marzo, no se aplicará el beneficio del régimen estacional.* Es decir que es requisito para el otorgamiento del beneficio de estacionalidad que el período de baja producción o demanda de potencia (no inferior a 3 meses), deberá producirse dentro de la estación cálida, esto es, entre los meses de noviembre y marzo. Se especifica además que "baja producción" se considerará cuando la potencia máxima registrada sea inferior en al menos un 30% a la máxima Capacidad de Suministro Contratada.

### **5) Régimen de Peaje, Tarifas T5 y T6**



Todos aquellos clientes que ejerzan el derecho de adquirir su abastecimiento de energía y potencia en el ámbito del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) deberán abonar a la DISTRIBUIDORA, como retribución por el uso de las instalaciones de la misma o servicio de redes, una tarifa de peaje la que respeta los siguientes principios:

- (i) La tarifa de peaje es idéntica al Valor Agregado de Distribución (VAD), incluyendo las pérdidas de energía y potencia, correspondiente al de las tarifas T2, T4-BT ó T4-MT según la categoría tarifaria y el nivel de tensión que corresponda.
- (ii) Todas las condiciones de aplicación de la tarifa, como así también las de prestación del servicio – como por ejemplo la calidad de servicio - serán idénticas a las que rigen para las tarifas T2, T4-BT ó T4-MT según la categoría tarifaria y el nivel de tensión que corresponda.
- (iii) Lo establecido en los puntos anteriores tiene como objeto fundamental evitar que exista discriminación alguna, respecto del servicio de redes (tarifa, calidad y demás condiciones de prestación), para iguales niveles de tensión y similares demandas, independientemente de la elección del proveedor de energía y potencia.

#### **6) Obras de Transporte**

En el marco de las previsiones del Artículo 9º de la Ley N°8342, y para el supuesto caso en que el Poder Ejecutivo de la Provincia determine obras del Plan de Transporte y sus actualizaciones a incorporar al Plan de Inversiones Obligatorias de la Distribuidora, para lo cual deberá convenirse con el CONCESIONARIO las obras, el valor de las mismas y su plazo de ejecución, toda vez que las mismas no se encuentran contempladas dentro de las obligaciones que EDET SA asumiera con motivo de la concesión otorgada por la Provincia, se establecen los Valores Unitarios de Aplicación Destinados a Proveer Recursos para Obras de Transporte que deberán ser definidos por el ERSEPT oportunamente.

#### **7) Fórmulas de determinación del Cuadro Tarifario**

Las fórmulas de determinación del Cuadro Tarifario, correspondiente al Régimen Tarifario, que contemplan los principios establecidos en la Metodología de Ajuste de la Tarifa contenida en el Anexo N° 1 del Acta de Renegociación Integral (ARI), se incluyen en el Procedimiento para la Determinación del Cuadro Tarifario de EDET SA dispuesto en el Anexo III de esta Resolución.



## ANEXO II – RTI EDET SA 2025-2030

### METODOLOGÍA PARA LA REDETERMINACIÓN DEL VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN DE EDET SA

A los fines de disminuir los factores de riesgo externos a la actividad en la prestación del servicio público de distribución y comercialización de energía eléctrica y brindar sustentabilidad al mismo, se determinó la necesidad de establecer una metodología que contribuya al cumplimiento de los objetivos anteriormente señalados y que se encuentren contestes con los principios tarifarios establecidos en la Ley Nacional N° 24.065 y Leyes Provinciales N° 6.509, N° 6.608, normas complementarias y modificatorias.

Particularmente, en relación al Valor Agregado de Distribución (VAD) y en atención a los principios tarifarios establecidos en la Ley Nacional N° 24.065 y Leyes Provinciales N° 6.509, N° 6.608, normas complementarias y modificatorias, en particular el Acta de Renegociación Integral (ARI), el presente Anexo contiene el Régimen de Actualización del VAD por Variación de los Precios en la Economía propuesto por EDET S.A. para el período tarifario 2025-2030, el mismo toma de referencia el Anexo II de la Resolución ERSEPT N° 790/16, con las modificaciones propuestas.

En este sentido, la redeterminación del VAD se realizará en los meses de mayo y noviembre de cada año, determinando en cada revisión los valores para ambos trimestres del período semestral, en concordancia con los períodos Estacionales del Mercado Eléctrico Mayorista, correspondientes a este Período Tarifario, conforme se detalla en los párrafos siguientes.

La Metodología de Ajuste de la Tarifa contenido en el Anexo N° 1 del ARI mantiene plena vigencia con excepción de lo expresamente modificado o complementado en el presente Anexo.

El ERSEPT debe garantizar la plena vigencia de los principios generales contenidos en el marco regulatorio, permitiendo la participación de los usuarios del servicio a través del procedimiento de Consulta Pública Documentada.

A los efectos de brindar plena vigencia al principio general establecido anteriormente se determina el procedimiento detallado infra, el que presenta los caracteres de transparencia, objetividad, oportunidad y eficacia requeridos para la determinación de las tarifas en la prestación de un servicio público.

A los fines de ajuste del VAD, serán considerados como costos propios de distribución, los costos discriminados en el cálculo del VAD y sintetizados en la Matriz de Costos en la que se detalla la incidencia de cada uno de los componentes sobre el costo total, así como las variables que explican sus comportamientos ante cambios en los precios en la economía. Ante variaciones del VAD, las mismas serán trasladadas a los parámetros de los costos propios de distribución detallados en la Tabla N° 2 del Apéndice N° 1 del presente, previéndose esta idéntica variación para ser aplicada a los conceptos relacionados a Servicios de Suspensión, Rehabilitación y Derechos de Conexión y el Cargo para Obras de Distribución si lo hubiera.

#### ***1.1. Inicio del Proceso de Revisión del VAD***

Los ajustes del VAD por variación de los precios de la economía se llevarán a cabo cuatro veces al año, con vigencia a partir del primer día de los meses de febrero, mayo, agosto y noviembre de cada año, en concordancia con los períodos Estacionales del MEM.

El proceso de Consulta Pública Documentada para la Revisión del VAD, se iniciará de oficio o como consecuencia de la petición fundada de la Distribuidora.



A partir de la presentación de la Distribuidora, el ERSEPT informará a la misma en un plazo de cinco (5) días, respecto del cumplimiento de la condición que habilita el proceso de análisis de la Matriz de Costos. Determinada por el ERSEPT la condición habilitante, contará con un plazo de cinco (5) días para determinar el cumplimiento de la condición establecida para el ajuste del VAD y del Cuadro Tarifario, dando inicio al proceso de Consulta Pública Documentada, concluido el mismo el Ente Regulador tendrá un plazo de DIEZ (10) días para la emisión del acto que resuelva sobre la procedencia y magnitud del ajuste del Cuadro Tarifario, el que deberá publicarse por el ERSEPT por un (1) día en el Boletín Oficial de la Provincia y por la Distribuidora durante dos (2) días en el diario de mayor circulación en la Provincia.

El ERSEPT deberá resolver dentro de los ciento veinte (120) días corridos contados a partir de la fecha de pedido de modificación del VAD y del Cuadro Tarifario, si así no lo hiciere el Concesionario podrá ajustar sus tarifas a los cambios solicitados, como si estos hubieran sido efectivamente aprobados, debiendo sin embargo, reintegrar a los usuarios, en la forma que lo determine el Ente Regulador, cualquier diferencia que pudiera resultar a favor de estos últimos, si las modificaciones no fueran finalmente aprobados por el ERSEPT o si la aprobación fuera solamente parcial.

La Distribuidora, para la aplicación de lo considerado precedentemente, deberá informar a los usuarios, oportunamente, sobre los diferentes pasos establecidos en el presente punto, a los fines de posibilitar un amplio conocimiento y participación de los fundamentos de la solicitud de ajuste del VAD y del Cuadro Tarifario.

El ajuste del VAD se realizará a partir de la variación establecida sobre los costos directos de la prestación y extendiendo esta variación a los costos indirectos de la prestación, considerando la incidencia de posibles variaciones en las alícuotas de los impuestos, tasas y cargos considerados en el cálculo del VAD, excepto variaciones en la alícuota del Impuesto a las Ganancias.

### *1.2. Ajuste del VAD por aplicación del Factor de Eficiencia*

El Factor de Eficiencia se aplicará en ocasión de realizarse la redeterminación del VAD en el mes de noviembre de cada año. Su valor será de 0,1% ó 0% según se haya aplicado el ajuste del VAD y del Cuadro Tarifario por variación en los precios de la economía conforme lo definido en el presente Anexo durante el semestre anterior y el semestre que se inicia en el mismo mes de aplicación en tiempo y forma o no, respectivamente.

**SUB-ANEXO N° 1**  
**PRODUCIDO FÍSICO DE REFERENCIA**

Se presenta el Producido Físico de Referencia, que corresponde a los datos físicos de facturación de EDET SA del período Enero 2024 – Diciembre 2024.

**Cuadro N° 1 – N° de Usuarios Facturados**

Tarifa	Cantidad
T1-R	6.310.737
T1-RC	5.290
T1-G	561.671
T2	41.281
T3	77.136
T4-BT	11.378
T4-MT	2.268
T5	44
T6-BT	38
T6-MT	496

**Cuadro N° 2 – Energía (KWh)**

Tarifa	Cantidad
T1-R	1.666.454.226
T1-RC	1.726.993
T1-G	295.193.069
T2	178.670.250
T3	101.329.846
T4-BT	198.830.665
T4-MT	297.192.061
T5	359.309
T6-BT	1.651.097
T6-MT	246.000.578

**Cuadro N° 3 – Capacidad de Suministro (KW)**

Tarifa	Cantidad
T2	1.048.038
T4-BT	1.095.798
T4-MT	1.047.628
T5	2.195
T6-BT	5.427
T6-MT	633.379



## SUB-ANEXO N° 2

### MATRIZ DE COSTOS

#### 1) Procedimiento para la redeterminación del valor del VAD

El procedimiento de ajuste del VAD y del Cuadro Tarifario, ante cambios en los precios en la economía, se asienta en el procedimiento de redeterminación del valor de la Matriz de Costos, que se detalla en el presente apartado.

El valor del VAD en un mes de referencia  $i$  se determina como:

#### Ecuación 1

$$VAD_i = CDIRECTO_i + CINDIRECTO_i$$

$$CDIRECTO_i = \sum_{k=1}^{24} C_{k,i}$$

$$CINDIRECTO_i = \sum_{k=25}^{27} C_{k,i}$$

Donde:

**CDIRECTO<sub>i</sub>** = Costo Directo de la Prestación, en el mes  $i$ , e igual a la sumatoria del costo de los componentes  $k$  de la Matriz de Costos, desde  $k = 1$  hasta  $k = 24$ .

**CINDIRECTO<sub>i</sub>** = Costo Indirecto de la Prestación, en el mes  $i$ , e igual a la sumatoria del costo de los componentes  $k$  de la Matriz de Costos, desde  $k = 25$  hasta  $k = 27$ .

**C<sub>k,i</sub>** = Costo anual del componente  $k$  de la Matriz de Costos en el mes  $i$ .

En la redeterminación del valor del **VAD** a través de la Matriz de Costos, asociada a un mes  $j$ , se realiza siguiendo el procedimiento de cálculo que a continuación se describe:

- 1) Para la determinación de la incidencia de la variación de los precios en la economía en el valor del **VAD**, el costo de cada componente de la Matriz de Costos, en el mes  $j$ , se establecerá como:

#### Ecuación 2

$$C_{k,j} = C_{k,i} * \sum \frac{W_{n,k,i}}{100} * \frac{FR_{n,j}}{FR_{n,i}}$$

Donde:

**C<sub>k,j</sub>** = Costo anual del componente  $k$  de la Matriz de Costos en el mes  $j$ , en \$.

**C<sub>k,i</sub>** = Costo anual del componente  $k$  de la Matriz de Costos en el mes de referencia  $i$ , en \$.

**W<sub>n,k,i</sub>** = Representa el coeficiente de ponderación (%) de cada índice  $n$  sobre cada uno de los componentes  $k$  de la Matriz de Costos, en el mes de referencia  $i$ .



$\frac{FR_{n,j}}{FR_{n,i}}$  = Variación del Factor de Redeterminación  $n$  en el mes  $j$  respecto al mes de referencia  $i$ .

- 2) El costo directo de la prestación en la Matriz de Costos, en el mes  $j$  se determinará como:

Ecuación 3

$$CDIRECTO_j = \sum_{k=1}^{24} C_{k,j}$$

- 3) El costo indirecto de la prestación en el mes  $j$ , se determinará como:

Ecuación 4

$$CINDIRECTO_j = \frac{CDIRECTO_j}{CDIRECTO_i} * CINDIRECTO_i * FACTOR_j$$

Donde:

**FACTOR<sub>j</sub>** = Representa un factor de ajuste que contempla la incidencia de posibles incorporaciones o variaciones en la incidencia de los impuestos, tasas y cargos considerados en el cálculo del **VAD**, excepto variaciones en la alícuota del Impuesto a las Ganancias.

- 4) El valor del **VAD** correspondiente al mes  $j$ , se establecerá a través de las expresiones siguientes:

Ecuación 5

$$VAD_j = CDIRECTO_j + CINDIRECTO_j$$

- 5) El valor del **VAD** correspondiente al mes  $(m+p)$  dentro del período de redeterminación (en que no se cuenta con índices), se establecerá a través de las expresiones siguientes:

Ecuación 6

$$VAD_{m+p} = VAD_{(m+p)-1} * (1 + i_{m+p})$$

para  $p = 1, 2, 3 \dots$

$i_{m+p}$  = Es la inflación prevista para el mes  $m+p$ , definida como el valor correspondiente a la mediana de la variación del Precios minoristas publicada en el Relevamiento de Expectativas de Mercado del Banco Central de la República Argentina, o en un indicador de similares características de no estar disponible el indicado.

- 6) La determinación de los **VAD** a aplicar en cada trimestre en revisión se realizará de acuerdo a las siguientes expresiones:

Ecuación 7:



$$VAD_T = \left[ \left( \sum_{p=0}^2 VAD_{m+p} \right) + \Delta VAD_{T-3} \right] / 3$$

Dónde:

$$\Delta VAD_{T-3} = real\ VAD_{T-3} - estim\ VAD_{T-3}$$

**$\Delta VAD_{T-3}$**  = Es la diferencia, en \$, con su signo, entre el valor de **VAD** calculado para cada mes del trimestre  $T - 3$  con la ecuación 5 (*ex-post*) y el valor calculado con la ecuación 6 (*ex-ante*).

- 7) Por último, la relación entre el **VAD<sub>T</sub>** determinado para cada trimestre y el valor de referencia vigente, se aplicará a los valores unitarios del VAD a los efectos de redeterminar el Cuadro Tarifario correspondiente. La misma relación se aplica a los Cargos por Servicio de Suspensión y Rehabilitación, Cargos por Derecho de Conexión y los Valores Destinados a Inversiones Obligatorias de Distribución.
- 8) A partir del ajuste del **VAD**, los componentes de la Matriz de Costos deberán ajustarse a su vez al nuevo valor de **VAD** reconocido. Los coeficientes de ponderación en la Matriz de Costos ajustada a partir del mes **j**, se determinarán por la aplicación de la **Ecuación 2** y de la siguiente:

#### Ecuación 8

$$W_{n,k,j} = \frac{\frac{FR_{n,j}}{FR_{n,i}} * W_{n,k,i}}{\sum_1^n \frac{FR_{n,j}}{FR_{n,i}} * \frac{W_{n,k,i}}{100}}$$

Los valores iniciales del **VAD**, sus componentes **C<sub>k,i</sub>** y los coeficientes de ponderación **W<sub>n,k,i</sub>** de cada Factor de Redeterminación **FR<sub>n,i</sub>** en cada componente, para el mes de referencia inicial, se muestran en el último punto del presente Sub Anexo.

#### **2) Factores de Redeterminación utilizados en el cálculo de la Matriz de Costos**

A continuación, se presentan los Factores de Redeterminación que explican el comportamiento de los componentes de la Matriz de Costos y que posibilitan la determinación del valor ante los cambios de los precios en la economía, conjuntamente con su índice representativo. El mes de referencia inicial es diciembre 2024.

**FR<sub>1</sub>**: Costo de la construcción nivel general - ICC Nivel general

**FR<sub>2</sub>**: Costos de la construcción estructura - ICC Estructura

**FR<sub>3</sub>**: Costo de la construcción gastos generales - ICC Gastos Generales

**FR<sub>4</sub>**: Costo de la construcción mano de obra - ICC Mano de obra

**FR<sub>5</sub>**: Alquiler de la vivienda y gastos conexos- IPC NOA Alquiler de la vivienda y gastos conexos

**FR<sub>6</sub>**: Comunicación – IPC NOA Comunicación

**FR<sub>7</sub>**: Transporte – IPC NOA Transporte

**FR<sub>8</sub>**: Prendas de materiales textiles - IPIM 18



- FR<sub>9</sub>**: Productos manufacturados - IPIM D
- FR<sub>10</sub>**: Productos importados – IPIM I
- FR<sub>11</sub>**: Madera y productos de madero excepto muebles- IPIM 20
- FR<sub>12</sub>**: Productos refinados del petróleo - IPIM 23
- FR<sub>13</sub>**: Sustancias plásticas y elastómeros - IPIM 2413
- FR<sub>14</sub>**: Productos de cerámica no refractaria para uso no estructural - IPIM 2691
- FR<sub>15</sub>**: Productos de minerales no ferrosos en formas básicas - IPIM 272
- FR<sub>16</sub>**: Herramientas de mano y artículos de ferretería - IPIM 2893
- FR<sub>17</sub>**: Máquinas y equipos - IPIM 29
- FR<sub>18</sub>**: Máquinas y aparatos eléctricos - IPIM 31
- FR<sub>19</sub>**: Motores, generadores y transformadores eléctricos - IPIM 311
- FR<sub>20</sub>**: Aparatos de distribución y control eléctrico - IPIM 312
- FR<sub>21</sub>**: Conductores eléctricos - IPIM 313
- FR<sub>22</sub>**: Instrumentos de medición de servicios domiciliarios - IPIM 3312
- FR<sub>23</sub>**: Vehículos automotores - IPIM 341
- FR<sub>24</sub>**: Muebles y otros productos industriales - IPIM 36
- FR<sub>25</sub>**: Salarios Nivel General – ISNG\*
- FR<sub>26</sub>**: Tipo de cambio de referencia promedio mensual - Comunicación A 3500 del BCRA, expresado en \$/U\$S
- (\*) Para el ISNG correspondiente a los meses **j** e **i** se adoptarán los valores correspondientes a los meses **j – 1**, **i – 1**, respectivamente.

En caso que alguno de los factores arriba descrito sea modificado o reemplazado, se tomará en cuenta el factor que lo sustituya.



### 3) Matriz de Costos

Valor Agregado de Distribución a diciembre de 2024



#### 4) Ajuste Estructural del Índice Representativo de los Costos Directos de la Prestación IRCP

En cada mes  $j$  en el que se aplica un ajuste en el CUADRO TARIFARIO por redeterminación del **VAD**, los coeficientes  $W_{A,i}, W_{B,i}, W_{C,i}, W_{D,i}, W_{E,i}$ , del IRCP definidos en el punto “3.1. Inicio del Proceso de Revisión del VAD” del apartado “II. Procedimiento de Ajuste Tarifario” del Anexo 1 del ARI, correspondientes a la Matriz de Costos redeterminada según Ecuaciones 5 y 6, se determinarán a través de las siguientes expresiones:

##### Ecuación 7

$$W_{A,j} = \left[ \sum_{n=8}^{24} \sum_{k=1}^{26} (W_{n,k,j} * P_{k,j}) / 100 \right] * \frac{VAD_j}{CDIRECTO_j}$$

$$W_{B,j} = \left[ \sum_{n=1}^4 \sum_{k=1}^{26} (W_{n,k,j} * P_{k,j}) / 100 \right] * \frac{VAD_j}{CDIRECTO_j}$$

$$W_{C,j} = \left[ \sum_{n=5}^7 \sum_{k=1}^{26} (W_{n,k,j} * P_{k,j}) / 100 \right] * \frac{VAD_j}{CDIRECTO_j}$$

$$W_{D,j} = \left[ \sum_{n=26}^{26} \sum_{k=1}^{26} (W_{n,k,j} * P_{k,j}) / 100 \right] * \frac{VAD_j}{CDIRECTO_j}$$

$$W_{E,j} = \left[ \sum_{n=25}^{25} \sum_{k=1}^{26} (W_{n,k,j} * P_{k,j}) / 100 \right] * \frac{VAD_j}{CDIRECTO_j}$$

Donde:

$P_{k,j}$  = Porcentaje de participación del costo cada componente  $k$  en el **VAD** ajustado en el mes  $j$ , en el que se aplica un ajuste en el CUADRO TARIFARIO.

$$P_{k,j} = \frac{C_{k,j}}{\sum_{k=1}^{27} C_{k,j}} * 100$$

Siendo los resultados correspondientes a la matriz de referencia del punto anterior los siguientes valores:  $W_{A,i} = 0,364$ ,  $W_{B,i} = 0,405$ ,  $W_{C,i} = 0,032$ ,  $W_{D,i} = 0,029$ ,  $W_{E,i} = 0,171$

### ANEXO III – RTI EDET SA 2025-2030

## PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACIÓN DEL CUADRO TARIFARIO DE EDET SA

### 1. Criterios para el cálculo del Cuadro Tarifario

El diseño del Cuadro Tarifario tiene en cuenta los criterios y principios establecidos en el Acta de Renegociación Integral (ARI).

El Cuadro Tarifario se calculará y ajustará en base a los:

- Precios de energía, potencia y uso de red de transporte (incluyendo todos los costos relativos a las ampliaciones del Sistema de Transporte) en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) (contratos a término entre distribuidor y generadores y mercado spot) y los pagos que deba afrontar la Distribuidora por su participación en el mismo (como por ejemplo gastos CAMMESA, tasa ENRE, FNNE, etc.).
- Costos de generación propia y compra de energía fuera del MEM.
- Costos propios de distribución.
- Impuestos y tasas.

El marco tributario considerado es el vigente en el año a diciembre de 2024.

Las tarifas calculadas según el presente procedimiento no incluyen el IVA, como así tampoco todos aquellos conceptos que se pudieran incorporar en forma explícita en la factura, en un todo de acuerdo con lo establecido en el Marco Regulatorio de la Actividad, en especial el Contrato de Concesión y el ARI.

### 2. Fórmulas de los Cargos Tarifarios

#### 2.1. Cargos Fijos

##### Ecuación 1

Aplicable a todas las tarifas:

$$CF_k = CC_k$$

Para  $k = T1-RP, T1-GP, T2, T4-BT, T4-MT, T5, T6-BT, T6-MT$

Donde:

$CF_k$  = Cargo fijo mensual aplicable a los clientes encuadrados en la categoría tarifaria  $k$ , expresado en \$/cliente-mes.

$CC_k$  = Cargo por servicios a los clientes de la categoría tarifaria  $k$ , calculado según Ecuación 9.

#### 2.2. Cargos por Energía

##### Ecuación 2

- a) Aplicable a las tarifas de Pequeñas Demandas y Alumbrado Público:

$$CE_k = \left[ \sum_i (Pe_i * Y_{i,k} * KRE_{j,i}) \right] + Ppot * FR_{ST,k,j} * 1/(730 * FCTip_k) + CD_{e-k,j}$$

Para  $k = T1-R1$  a  $T1-R4$ ,  $T1-RP$ ,  $T1-RC1$  a  $T1-RC4$ ,  $T1-G1$  a  $T1-G4$ ,  $T1GP$ ,  $T3$

Para  $j = BT$

Para  $i = \text{pico, resto, valle}$



- b) Aplicable a la tarifa de Medianas Demandas:

$$CE_k = \sum_i (Pe_i * Y_{i,k} * KRE_{j,i})$$

Para **k** = T2

Para **j** = BT

Para **i** = pico, resto, valle

- c) Aplicable a las tarifas de Grandes Demandas:

$$CE_{k,j,i} = Pe_i * KRE_{j,i}$$

Para **k** = T4

Para **j** = BT, MT

Para **i** = pico, resto, valle

- d) Aplicable a la tarifa de Peaje de Medianas Demandas:

$$CE_k = \sum_i [Pe_i * Y_{i,k} * (KRE_{j,i} - 1)]$$

Para **k** = T5

Para **j** = BT

Para **i** = pico, resto, valle

- e) Aplicable a las tarifas de Peaje de Grandes Demandas:

$$CE_{k,j,i} = Pe_i * (KRE_{j,i} - 1)$$

Para **k** = T6

Para **j** = BT, MT

Para **i** = pico, resto, valle

Donde:

**CE<sub>k</sub>** = Cargo por energía que se aplica a la totalidad del consumo de energía de los clientes de la categoría tarifaria **k**, expresado en \$/kWh.

**CE<sub>k,j,i</sub>** = Cargo por energía de los clientes de la categoría tarifaria **k** en el nivel de tensión **j** que se aplica al consumo de energía registrado en el tramo horario **i**, expresado en \$/kWh.

**Pe<sub>i</sub>** = Precio de abastecimiento de la energía en el tramo horario **i**, expresado en \$/kWh calculado según **Ecuación 8**.

**Y<sub>i,k</sub>** = Coeficiente que expresa la participación del consumo de energía en el tramo horario **i** de clientes de la categoría tarifaria **k** respecto del consumo total de energía de dichos clientes, presentado en Tabla N°1 del Apéndice N°1.

**KRE<sub>j,i</sub>** = Factor de pérdida de energía acumulado desde la entrada del sistema de la Distribuidora a la salida del nivel de tensión **j**, en el tramo horario **i**. Los valores se observan en Tabla N°5 del Apéndice N°1.

**Ppot** = Cargo por potencia y transporte calculado según **Ecuación 7**, expresado en \$/kW-mes.

**FR<sub>ST,k,j</sub>** = Factor de Responsabilidad de la categoría tarifaria **k** en el nivel de tensión **j** en la compra de potencia, presentado en Tabla N°4 del Apéndice N°1

**FCTip<sub>k</sub>** = Factor de carga típico de la categoría tarifaria **k**, presentado en Tabla N°1 del Apéndice N°1.

**CD<sub>e-k,j</sub>** = Cargo por uso de la capacidad de distribución por energía de los clientes de la categoría tarifaria **k** en el nivel de tensión **j**, expresado en \$/kWh-mes.

**KPce<sub>k</sub>** = Porcentaje de los cargos por capacidad o potencia asignado al cargo por energía de la categoría tarifaria **k**, presentado en Tabla N°7 del Apéndice N°1.

### Cargos por Uso de Red

#### Ecuación 3

Aplicable a las tarifas de Pequeñas Demandas:

$$CUR_{f-k,j} = CD_{f-k,j} + CC_k$$

Para **k** = T1-R1 a T1-R4, T1-RC1 a T1-RC4, T1-G1 a T1-G4

Para **j** = BT

Donde:

$CUR_{f-k,j}$  = Cargo fijo por Uso de Red para los clientes de la categoría tarifaria **k**, en el nivel de tensión **j**, expresado en \$/mes.

$CD_{f-k,j}$  = Cargo por uso de la capacidad de distribución por mes asignado a la categoría tarifaria **k**, expresado en \$/mes.

$CC_k$  = Cargo por servicios a los clientes de la categoría tarifaria **k**, calculado según Ecuación 9.

### Cargos por Potencia

#### Ecuación 4

a) Aplicable a las tarifas de Pequeñas Demandas con medición de potencia:

$$CP_k = CD_{p-k,j}$$

Para **k** = T1-RP, T1-GP

Para **j** = BT

b) Aplicable a las tarifas de Medianas y Grandes Demandas:

$$CP_{k,j} = Ppot * FR_{ST,k,j} + CD_{p-k,j}$$

Para **k** = T2, T4

Para **j** = BT, MT

c) Aplicable a las tarifas de Peaje:

$$CP_{k,j} = PP * FR_{ST,k,j} * (1 - 1/KP_j) + PT * FR_{ST,k,j} + CD_{p-k,j}$$

Para **k** = T5, T6

Para **j** = BT, MT

Donde:

$CP_k$  = Cargo mensual por potencia de la categoría tarifaria **k**, expresado en \$/kW-mes.

$CP_{k,j}$  = Cargo mensual por potencia de la categoría tarifaria **k** en el nivel de tensión **j**, expresado en \$/kW-mes.

$Ppot$  = Cargo por potencia y transporte calculado según Ecuación 7, expresado en \$/kW-mes.

**FR<sub>ST,kj</sub>** = Factor de Responsabilidad de la categoría tarifaria **k**, en el nivel de tensión **j**, en la compra de potencia, presentado en Tabla N°4 del Apéndice N°1.

**CD<sub>p-kj</sub>** = Cargo por uso de la capacidad de distribución por potencia de los clientes de la categoría tarifaria **k** en el nivel de tensión **j**, expresado en \$/kW-mes.

**PP** = Precio de abastecimiento de potencia a transferir a los parámetros de tarifas a usuarios definido en la **Ecuación 5**, en \$/kW-mes.

**KP<sub>j</sub>** = Factor de pérdida de potencia acumulado desde la entrada del sistema de la Distribuidora a la salida del nivel de tensión **j**. Los valores se observan en Tabla N° 5 del Apéndice N°1.

**PT** = Precio del transporte a transferir a los parámetros de las tarifas a usuarios definido en la **Ecuación 6**, en \$/kW-mes.

**Observación:** Este cargo se aplica sobre la “Capacidad de Suministro Equivalente” en las categorías tarifarias T4 y T6.

### 3. Precios de Potencia, Transporte y Energía a trasladar a Tarifas

El cálculo del *pass through* de los costos ajenos a la gestión de la Distribuidora para cada categoría tarifaria se detalla en el presente apartado.

A los fines de la comprensión de las fórmulas que se expresan en los puntos subsiguientes, se define como trimestre **t**, aquel para el cual se determinan las tarifas.

#### Precio de la Potencia

##### Ecuación 5

$$PP^t = \$POTREF^t * \frac{(SUMPOTREF^t - SUMPOTcn_i)}{SUMPOTREF^t} + \$PPcon_i \\ * \frac{SUMPOTcn_i}{SUMPOTREF^t} + \frac{(\$GCA^t + \$TFyC^t + \$OtCargPot^t + BalPP^{t-2})}{SUMPOTREF^t}$$

Donde:

**PP<sup>t</sup>** = Precio de abastecimiento de potencia a transferir a los parámetros de tarifas a usuarios en el trimestre **t**, expresado en \$/kW-mes.

**\$POTREF<sup>t</sup>** = Precio de Referencia de la Potencia para las tarifas de la Distribuidora, expresado en \$/kW-mes, vigente en el trimestre **t**.

**SUMPOTREF<sup>t</sup>** = Suma de las previsiones de requerimientos máximos de potencia de la Distribuidora al MEM, expresada en kW/trimestre. Este valor será el publicado por CAMMESA en las correspondientes programaciones o reprogramaciones trimestrales correspondientes al trimestre **t**.

**SUMPOTcn<sup>t</sup>** = Suma de las potencias contratadas por la Distribuidora al MEM en el Mercado a Término, en kW/trimestre.

**\$PPcon<sub>i</sub>** = Precio de la potencia de los Contratos a Término, realizado en el ámbito del MEM, expresado en unidades monetarias por kW por mes.

**\$GCA<sup>t</sup>** = Suma de erogaciones que, en el trimestre **t**, deba afrontar la Distribuidora en concepto de gastos y/o inversiones de CAMMESA, expresado en \$/trimestre.

**\$TFyC<sup>t</sup>** = Suma de erogaciones que, en el trimestre **t**, deba afrontar la Distribuidora en concepto de Tasa de Fiscalización y Control del ENRE, expresado en \$/trimestre.



$\$OtCargPot^t$  = Suma de otros cargos que se adicionen al precio de la potencia no incorporados en los términos anteriores, previstos para el trimestre  $t$  y/o aplicados por CAMMESA durante el trimestre ( $t-2$ ), expresados en \$/trimestre.

$BalPP^{t-2}$  = Balance del Precio de la Potencia ( $PP$ ) correspondiente al trimestre ( $t-2$ ), expresado en \$/trimestre. Una vez concluido cada trimestre tarifario se relevan los valores efectivamente ocurridos de  $PP$  ( $PP_{ex-post}$ ), y se lo comparará con el precio de la potencia previsto ( $PP_{ex-ante}$ ). Si de esa comparación surgieran diferencias, éstas se compensarán en el trimestre  $t$ . El monto a compensar se calculará como producto de las diferencias de precios de la potencia ( $PP_{ex-ante}$  menos  $PP_{ex-post}$ ), multiplicado por la sumatoria de los Requerimientos Máximos de Potencia mensuales observados durante el trimestre ( $t-2$ ) ( $SUMPOTREF_{ex-post}$ ).

**Observación:** El valor de  $PP^t$  se calculará teniendo en cuenta la segmentación de los precios estacionales que disponga el ERSEPT en función de la normativa emitida por la Secretaría de Energía de la Nación.

### Precio del Transporte

#### Ecuación 6

$$PT^t = \frac{(\$CT^t + \$CVT^t + \$OtCargTr^t + BalPT^{t-2})}{SUMPOTMAX^t}$$

Con:

$$SUMPOTMAX^t = SUMPOTREF^t + SUMATORIA(FR_{ST,k} * POTGUMAS_k^t)$$

Donde:

$PT^t$  = Precio del servicio de transporte a transferir a los parámetros de tarifas a usuarios en el trimestre  $t$  en \$/kW-mes.

$\$CT^t$  = Suma de erogaciones que la Distribuidora deberá afrontar en concepto de cargos por conexión y transformación, cargos complementarios, cargos por ampliaciones de transporte y premios, correspondientes al Transportista de AT y/o por Distribución Troncal, expresados en \$/trimestre.

$\$CVT^t$  = Cargos variables del transporte en el mercado a término, en \$/trimestre. Los valores a transferir a tarifa serán los que determine CAMMESA en los documentos comerciales correspondientes al segundo trimestre anterior a la revisión trimestral (trimestre  $t-2$ ).

$\$OtCargTr^t$  = Suma de otros cargos que se adicionen al precio del transporte tanto nacional como regional, no incluidos en los términos anteriores, previstos para el trimestre  $t$  y/o aplicados por CAMMESA durante el trimestre ( $t-2$ ).

$BalPT^{t-2}$  = Balance del Precio del Transporte ( $PT$ ) correspondiente al trimestre ( $t-2$ ), expresado en \$/trimestre. Una vez concluido cada trimestre tarifario se relevan los valores efectivamente ocurridos de  $PT$  ( $PT_{ex-post}$ ), y se lo comparará con el precio del transporte previsto ( $PT_{ex-ante}$ ). Si de esa comparación surgieran diferencias, éstas se compensarán en el trimestre  $t$ . El monto a compensar se calculará como producto de las diferencias de precios del transporte ( $PT_{ex-ante}$  menos  $PT_{ex-post}$ ), multiplicado por la sumatoria de los Requerimientos Máximos de potencia mensuales observados durante el trimestre ( $t-2$ ) ( $SUMPOTMAX_{ex-post}$ ).

$SUMPOTMAX^t$  = Suma de las previsiones de requerimientos máximos de potencia en el área de la Distribuidora, expresada en kW/trimestre.

$SUMPOTREF^t$  = Suma de las previsiones de requerimientos máximos de potencia de la Distribuidora al MEM, expresada en kW/trimestre. Este valor será el publicado por



CAMMESA en las correspondientes programaciones o reprogramaciones trimestrales correspondientes al trimestre  $t$ .

$FR_{ST,k}$  = Factor de Responsabilidad de la categoría tarifaria  $k$  en la compra de potencia, presentado en Tabla N°4 del Apéndice N°1.

$POTGUMAS_k^t$  = Suma de las previsiones de requerimientos de potencias máximas individuales de los GUMAS de cada categoría tarifaria  $k$  del área de la Distribuidora al MEM, expresada en kW/trimestre. Este valor será el publicado por CAMMESA en las programaciones o reprogramaciones trimestrales correspondiente al trimestre  $t$ .

### Precio de Potencia y Transporte

#### Ecuación 7

$$P_{pot} = PP + PT$$

Donde:

$PP$  = Precio de abastecimiento de potencia a transferir a los parámetros de tarifas a usuarios definido en la **Ecuación 5**, en \$/kW-mes.

$PT$  = Precio del transporte a transferir a los parámetros de las tarifas a usuarios definido en la **Ecuación 6**, en \$/kW-mes.

### Precio de la Energía para cada Tramo Horario

#### Ecuación 8

$$\begin{aligned} Pe_i^t = (\$PEST_i^t + \$PET^t) * \frac{(Et_i^t - Ecn_i - Efm_i^t)}{Et_i^t} + (Pecon_i + PAE_i) * Ecn_i / Et_i^t \\ + FNEE^t * (Et_i^t - Efm_i^t) / Et_i^t + \frac{(Pefm^t * Efm^t)}{\sum_i (Et_i^t)} + (\$GF^{t-2} \\ + \$OtCargE^t) / \sum_i (Et_i^t) + \frac{\sum_i (BalPE_i^{t-2})}{\sum_i (Et_i^t)} \end{aligned}$$

Para  $i$  = pico, resto, valle.

Donde:

$Pe_i^t$  = Precio de abastecimiento de la energía en el tramo horario  $i$ , a transferir a los parámetros de las tarifas a usuarios en el trimestre  $t$ , expresado en \$/kWh.

$\$PEST_i^t$  = Precio de referencia de la energía para las tarifas de la Distribuidora en el tramo horario  $i$ , incluyendo todos los conceptos asociados a la energía, vigente en el trimestre  $t$ , expresado en \$/kWh.

$\$PET^t$  = Precio Estabilizado del Transporte para las tarifas de la Distribuidora, vigente en el trimestre  $t$ , expresado en \$/kWh.

$Pecon_i$  = Precio Monómico del Contrato a Término, realizado en el ámbito del MEM, en el tramo horario  $i$ , expresado en unidades monetarias por kWh.

$PAE_i$  = Precio Adicional de la Energía en el tramo horario  $i$ , pagado por la Distribuidora en el MEM. El mismo incluye todos aquellos costos relacionados al precio de la energía y potencia comprada en el mercado a término, y no estén considerados en el Precio Monómico del Contrato a Término ( $Pecon_i$ ), expresado en \$/kWh.

$Pefm^t$  = Costo monómico de generación propia y compra de energía fuera del MEM, estimado para el trimestre  $t$ . Es el promedio ponderado del costo monómico de generación propia y compra de energía y potencia que realiza la Distribuidora fuera de MEM, expresado en \$/kWh.

$\$GF^{t-2}$  = Sobrecosto por generación forzada y/o cargos adicionales por restricciones del sistema de transporte. Los montos a considerar serán los calculados e incluidos por



CAMMESA en sus documentos comerciales correspondientes al trimestre ( $t-2$ ), expresado en \$/trimestre.

$\$OtCargE^t$  = Suma de otros cargos que se adicionen al precio de la energía y no estén incorporados en los términos anteriores, previsto para el trimestre  $t$  y/o incluidos por CAMMESA en sus documentos comerciales correspondientes al trimestre ( $t-2$ ), expresado en \$/trimestre.

$FNEE^t$  = Precio que debe aportar la Distribuidora durante el trimestre  $t$  al Fondo Nacional de la Energía Eléctrica creado por Ley N° 24.065, expresado en \$/kWh.

$BalPE_i^{t-2}$  = Balance del  $PE_i$  correspondiente al trimestre ( $t-2$ ), expresado en \$/trimestre. Una vez concluido cada trimestre tarifario se relevarán los valores efectivamente ocurridos del  $PE_i$  ( $PE_{i\text{ex-post}}$ ), y se lo comparará con el precio previsto ( $PE_{i\text{ex-ante}}$ ). Si de esa comparación surgieran diferencias, éstas se compensarán en el trimestre  $t$ . El monto a compensar se calculará como producto de las diferencias de precios,  $PE_{i\text{ex-ante}}$  menos  $PE_{i\text{ex-post}}$ , multiplicado por la energía registrada en el tramo horario  $i$ , durante el trimestre ( $t-2$ ) ( $E_{i\text{ex-post}}$ ).

$Et_i^t$  = Previsión de demanda total de energía de la Distribuidora en el tramo horario  $i$ , expresada en kWh/trimestre. Incluye los valores publicados por CAMMESA en las sucesivas programaciones o reprogramaciones estacionales y las previsiones de energía de generación propia y de compra fuera del MEM para el trimestre  $t$ .

$Ecn_i$  = Energía contratada en el Mercado a Término, en el tramo horario  $i$ , en kWh/trimestre.

$Efm^t$  = Previsión de generación propia y de compra fuera del MEM, expresada en kWh/trimestre.

**Observación:** Los valores de  $Pe_i^t$  se calcularán teniendo en cuenta la segmentación de los precios estacionales según las disposiciones del ERSEPT en función de la normativa emitida por la Secretaría de Energía de la Nación.

#### 4. Cálculo de Parámetros del Cuadro Tarifario - Costos de Distribución

##### Cargos por Servicios al Cliente

###### Ecuación 9

Los Cargos por servicios al cliente se definen como:

$$CC_k = [CCMg_l + (CCMe_l - CCMg_l) * CIC_k]$$

Para  $l = \text{PD, MD o GD}$

Para  $k = \text{T1-R1 a T1-R4, T1-RC1, T1-RC4, T1-G1 a T1-G4, T1-GP, T2, T4-BT, T4-MT, T5, T6-BT, T6-MT}$

donde:

$CC_k$  = Cargo por servicios al cliente de la categoría tarifaria  $k$ . Este concepto es expresado en \$/cliente-mes.

$CCMg_l$  = Cargo de Servicios al Cliente Marginal del Nivel de Demanda  $l$ . Los valores base se muestran en Tabla N°2 del Apéndice N°1.

$CCMe_l$  = Cargo de Servicios al Cliente Medio del Nivel de Demanda  $l$ . Los valores base se muestran en Tabla N°2 del Apéndice N°1.

$CIC_k$  = Coeficiente de incidencia de Servicios al Cliente correspondiente a la categoría tarifaria  $k$ . Estos valores se muestran en Tabla N°3 del Apéndice N°1.



## Cargos por Uso de Capacidad de la Red de Distribución

### Ecuación 10

$$CD_{f-k,j} = \sum_j \{ [VADPMg_j + (VADP_j - VADPMg_j) * CIVAD_k] * FR_{k,j} \} * KMP_k * KPcf_k$$
$$CD_{e-k,j} = \sum_j \{ [VADPMg_j + (VADP_j - VADPMg_j) * CIVAD_k] * FR_{k,j} \} * 1/(730 * FCTip_k) * KPce_k$$
$$CD_{p-k,j} = \sum_j \{ [VADPMg_j + (VADP_j - VADPMg_j) * CIVAD_k] * FR_{k,j} \} * KPcp_k$$

Para  $j$  = MT, MT/BT (TMB) y BT

Para  $k$  = T1-R1 a T1-R4, T1-RP, T1-RC1, T1-RC4, T1-G1 a T1-G4, T1-GP, T2, T3, T4-BT, T4-MT, T5, T6-BT, T6-MT

Donde:

$CD_{f-k,j}$  = Cargo por uso de la capacidad de distribución por mes asignado a la categoría tarifaria  $k$ , expresado en \$/mes.

$CD_{e-k,j}$  = Cargo por uso de la capacidad de distribución por energía de los clientes de la categoría tarifaria  $k$  en el nivel de tensión  $j$ , expresado en \$/kWh-mes.

$CD_{p-k,j}$  = Cargo por uso de la capacidad de distribución por potencia de los clientes de la categoría tarifaria  $k$  en el nivel de tensión  $j$ , expresado en \$/kW-mes.

$VADPMg_j$  = Costo de capacidad marginal del nivel de tensión  $j$ , expresado en \$/kW-mes. Los valores base se presentan en Tabla N° 2 del Apéndice N°1.

$VADP_j$  = Costo de capacidad medio del nivel de tensión  $j$ , expresado en \$/kW- mes. Los valores base se presentan en Tabla N° 2 del Apéndice N°1.

$CIVAD_k$  = Coeficiente de Incidencia en el costo de capacidad correspondiente a la categoría tarifaria  $k$ . Estos valores se muestran en la Tabla N°3 del Apéndice N°1.

$FR_{k,j}$  = Factor de Responsabilidad de la categoría tarifaria  $k$  en el nivel de tensión  $j$ , presentado en Tabla N°4 del Apéndice N°1.

$KMP_k$  = Potencia Máxima Coincidental Promedio Unitaria de los Clientes de la categoría tarifaria  $k$ , presentada en Tabla N°6 del Apéndice N°1.

$FCTip_k$  = Factor de carga típico de la categoría tarifaria  $k$ , presentado en Tabla N°1 del Apéndice N°1.

$KPcf_k$  = Porcentaje de los cargos por capacidad o potencia asignado al cargo fijo de la categoría tarifaria  $k$ , presentado en Tabla N°7 del Apéndice N°1.

$KPcp_k$  = Porcentaje de los cargos por capacidad o potencia asignado al cargo por demanda de la categoría tarifaria  $k$ , presentado en Tabla N°7 del Apéndice N°1.

$KPce_k = 1 - KPcf_k - KPcp_k$  = Porcentaje de los cargos por capacidad o potencia asignado al cargo por energía de la categoría tarifaria  $k$ , presentado en Tabla N°7 del Apéndice N°1.



## APÉNDICE N° 1

Parámetros resultantes de la información disponible de la Campaña de Medición. Podrán ser ajustados por el ERSEPT considerando los valores definitivos de la mencionada campaña.

**Tabla N° 1 - Parámetros por Categoría**

Categoría	Y <sub>p</sub>	Y <sub>T</sub>	Y <sub>v</sub>	FCTip
T1-R1	25,33%	49,68%	25,00%	45,40%
T1-R2	25,33%	49,68%	25,00%	45,40%
T1-R3	25,33%	49,68%	25,00%	45,40%
T1-R4	25,33%	49,68%	25,00%	45,40%
T1-RP	25,33%	49,68%	25,00%	45,40%
T1-RC1	22,06%	55,80%	22,14%	42,47%
T1-RC2	22,06%	55,80%	22,14%	42,47%
T1-RC3	22,06%	55,80%	22,14%	42,47%
T1-RC4	22,06%	55,80%	22,14%	42,47%
T1-G1	22,06%	55,80%	22,14%	42,47%
T1-G2	22,06%	55,80%	22,14%	42,47%
T1-G3	22,06%	55,80%	22,14%	42,47%
T1-G4	22,06%	55,80%	22,14%	42,47%
T1-GP	22,06%	55,80%	22,14%	42,47%
T2	21,32%	58,92%	19,76%	
T3	22,06%	55,80%	22,14%	42,47%
T5	20,78%	60,19%	19,03%	

**Tabla N° 2 - Valores Agregados de Distribución a diciembre de 2024**

VAD	Unidad	Base
VADP - MT	\$/MW-año	158.457.033
VADPMg - MT	\$/MW-año	75.975.468
VADP - TMB	\$/MW-año	63.021.876
VADPMg - TMB	\$/MW-año	35.594.855
VADP - BT	\$/MW-año	158.518.578
VADPMg - BT	\$/MW-año	60.164.699
CCMe - PD	\$/mes	6.323
CCMg - PD	\$/mes	0
CCMe - MD	\$/mes	31.621
CCMg - MD	\$/mes	0
CCMe - GD	\$/mes	126.464
CCMg - GD	\$/mes	0



**Tabla N° 3 – Coeficiente de Incidencia**

Coeficiente de Incidencia	CIC	CIVAD
T1-R1	0,400	0,300
T1-R2	0,800	0,310
T1-R3	1,200	0,440
T1-R4	1,600	0,550
T1-RP	0,350	-0,245
T1-RC1	1,000	0,600
T1-RC2	1,200	0,800
T1-RC3	1,400	1,350
T1-RC4	1,500	1,800
T1-G1	1,000	1,050
T1-G2	1,200	1,080
T1-G3	1,400	1,600
T1-G4	1,500	2,700
T1-GP	1,000	0,605
T2	1,000	0,800
T3	0,000	2,000
T4-BT	1,000	1,043
T4-MT	1,000	2,700
T5	1,000	0,800
T6-BT	1,000	1,043
T6-MT	1,000	2,700

**Tabla N° 4 - Factores de Responsabilidad**

Categoría	FACTORES DE RESPONSABILIDAD			
	MT	TMB	BT	ST
T1-R1	115,6%	111,9%	112,4%	115,6%
T1-R2	115,6%	111,9%	112,4%	115,6%
T1-R3	115,6%	111,9%	112,4%	115,6%
T1-R4	115,6%	111,9%	112,4%	115,6%
T1-RP <sup>(1)</sup>	115,6%	111,9%	112,4%	115,6%
T1-RC1	101,3%	98,0%	95,0%	101,3%
T1-RC2	101,3%	98,0%	95,0%	101,3%
T1-RC3	101,3%	98,0%	95,0%	101,3%
T1-RC4	101,3%	98,0%	95,0%	101,3%
T1-G1	101,3%	98,0%	95,0%	101,3%
T1-G2	101,3%	98,0%	95,0%	101,3%
T1-G3	101,3%	98,0%	95,0%	101,3%
T1-G4	101,3%	98,0%	95,0%	101,3%
T1-GP <sup>(1)</sup>	101,3%	98,0%	95,0%	101,3%
T2	101,1%	97,9%	100,3%	101,1%
T3	101,3%	98,0%	95,0%	101,3%
T4-BT	98,8%	95,6%	94,4%	98,8%
T4-MT	88,6%	0,0%	0,0%	88,6%
T5	101,1%	97,9%	100,3%	101,1%
T6-BT	98,8%	95,6%	94,4%	98,8%
T6-MT	88,6%	0,0%	0,0%	88,6%

**Tabla N° 5 – Factores de Pérdida de Energía y Potencia Acumulados a cada Nivel de Tensión**

Factores de Pérdidas Acumulados		KRE <sub>p</sub>	KRE <sub>r</sub>	KRE <sub>v</sub>
KREM	%	101,90%	101,90%	101,90%
KREB	%	113,56%	113,56%	113,56%

FPP Acumulados hasta el nivel indicado		
KPMT	%	103,34%
KPBT	%	118,93%



**Tabla N° 6 - Potencias Máximas Coincidental Promedio de Pequeñas Demandas**

KMP	Unidad	
T1-R1	kW	0,20
T1-R2	kW	0,49
T1-R3	kW	1,07
T1-R4	kW	2,24
T1-RC1	kW	0,35
T1-RC2	kW	0,77
T1-RC3	kW	1,52
T1-RC4	kW	4,30
T1-G1	kW	0,35
T1-G2	kW	0,77
T1-G3	kW	1,52
T1-G4	kW	4,30

**Tabla N° 7 - Distribución de los cargos por potencia y capacidad**

	KPcf	KPcp	KPce
T1-R	1	0	0
T1-RP	0	1	0
T1-RC	1	0	0
T1-G de 1 a 3	1	0	0
T1-G4	0,7	0	0,3
T1-GP	0	1	0
T2	0	1	0
T3	0	0	1
T4-BT	0	1	0
T4-MT	0	1	0
T5	0	1	0
T6-BT	0	1	0
T6-MT	0	1	0



**RTI EDET SA 2025-2030**  
**CUADRO TARIFARIO DE REFERENCIA**

Vigencia: para consumos registrados a partir de las 00.00 hs del 01/12/2024

Ambito de Aplicación: Provincia de Tucumán

Valores sin impuestos en \$ de diciembre de 2024

		REFERENCIA
	Unidad	Importe
(aplicable según consumo promedio de 12 meses inmediatos anteriores al de facturación)		
Clientes con consumo <= 150 kWh/mes	\$/mes	7.007
Consumo entre 151 y 250 kWh/mes	\$/mes	15.991
Consumo entre 251 y 550 kWh/mes	\$/mes	34.288
Clientes con consumo > 550 kWh/mes	\$/mes	70.828
<b>Cargo por Energía</b>	<b>\$/kWh</b>	<b>116,33</b>
SEN Residencial - Nivel 2 Base*	\$/kWh	-58,09
SEN Residencial - Nivel 3 Base*	\$/kWh	-45,06

\*Tope según resolución SEN N°90/24: N2: 350 kWh/mes, N3: 250 kWh/mes.

**Tarifa 1 RC (Pequeñas demandas uso residencial colectiva)**

Cargo Fijo	\$/mes	
<b>Cargos Uso de Red</b>		
(aplicable según consumo promedio de 12 meses inmediatos anteriores al de facturación)		
Clientes con consumo <= 150 kWh/mes	\$/mes	14.749
Consumo entre 151 y 300 kWh/mes	\$/mes	28.954
Consumo entre 301 y 1000 kWh/mes	\$/mes	65.033
Clientes con consumo > 1000 kWh/mes	\$/mes	201.752
Clientes con consumo > 1000 kWh/mes*	\$/kWh	58,02
(*) Aplicable a la energía por sobre el límite de 1000 kWh/mes.		
<b>Cargo por Energía</b>	<b>\$/kWh</b>	<b>115,08</b>

**Tarifa 1 G (Pequeñas demandas uso general)**

Cargos Uso de Red	\$/mes	
(aplicable según consumo promedio de 12 meses inmediatos anteriores al de facturación)		
Clientes con consumo <= 150 kWh/mes	\$/mes	17.402
Consumo entre 151 y 300 kWh/mes	\$/mes	32.626
Consumo entre 301 y 1000 kWh/mes	\$/mes	71.479
Clientes con consumo > 1000 kWh/mes	\$/mes	190.146
Clientes con consumo > 1000 kWh/mes*	\$/kWh	58,02
(*) Aplicable a la energía por sobre el límite de 1000 kWh/mes.		
<b>Cargo por Energía</b>	<b>\$/kWh</b>	<b>115,08</b>



### Tarifa 1 RP (Pequeñas demandas uso residencial)

Cargo Fijo sin derecho a consumo	\$/mes	2.213
Por capacidad de suministro contratada	\$/kW-Mes	11.442
Todo el consumo	\$/kWh	116,33
SEN Residencial - Nivel 2 Base* - Abr 25	\$/kWh	-58,09
SEN Residencial - Nivel 3 Base* - Abr 25	\$/kWh	-45,06

\*Tope según resolución SEN N°90/24: N2: 350 kWh/mes, N3: 250 kWh/mes.

### Tarifa 1 GP (Pequeñas demandas uso general)

Cargo Fijo sin derecho a consumo	\$/mes	6.323
Por capacidad de suministro contratada	\$/kW-Mes	24.366
<b>Cargo por Energía</b>	\$/kWh	115,080

### Tarifa 2 (Medianas demandas)

Cargo Fijo sin derecho a consumo	\$/mes	31.621
Por capacidad de suministro contratada	\$/kW-Mes	33.938
Todo el consumo	\$/kWh	96,75

### Tarifa 3 (Alumbrado público)

Todo el consumo	\$/kWh	270,12
-----------------	--------	--------

### Tarifa 4 (Grandes demandas)

Cargo Fijo sin derecho a consumo	\$/mes	126.464
----------------------------------	--------	---------

### Tarifa 4 (Potencia menores a 300 kW)

#### Por capacidad de suministro equivalente

En baja tensión	\$/kW-Mes	36.821
En media tensión	\$/kW-Mes	27.025
Potencia iguales o mayores a 300 kW	\$/kW-Mes	

#### Por consumo de energía:

##### En baja tensión

Período horas de Punta	\$/kWh	98,07
Período horas de Resto	\$/kWh	96,67
Período horas de Valle	\$/kWh	95,57

##### En media tensión

Período horas de Punta	\$/kWh	88,01
Período horas de Resto	\$/kWh	86,75
Período horas de Valle	\$/kWh	85,76

Por la energía reactiva inductiva

Bonificación por tg phi<0,32 por la energía reactiva inductiva en defecto del 32% de la energía activa.

En baja tensión	\$/kVARh	19,61
En media tensión	\$/kVARh	17,60

Recargo por tg phi>0,42 por la energía reactiva inductiva en exceso del 42% de la energía activa.

En baja tensión	\$/kVARh	98,07
En media tensión	\$/kVARh	88,01

**Tarifa 4 (Potencia iguales o mayores a 300 kW)**

Por capacidad de suministro equivalente

En baja tensión	\$/kW-Mes	36.821
En media tensión	\$/kW-Mes	27.025

Por consumo de energía:

En baja tensión		
Período horas de Punta	\$/kWh	98,07
Período horas de Resto	\$/kWh	96,67
Período horas de Valle	\$/kWh	95,57

En media tensión

Período horas de Punta	\$/kWh	88,01
Período horas de Resto	\$/kWh	86,75
Período horas de Valle	\$/kWh	85,76

Por la energía reactiva inductiva

Bonificación por tg phi<0,32 por la energía reactiva inductiva en defecto del 32% de la energía activa.

En baja tensión	\$/kVARh	19,61
En media tensión	\$/kVARh	17,60

Recargo por tg phi>0,42 por la energía reactiva inductiva en exceso del 42% de la energía activa.

En baja tensión	\$/kVARh	98,07
En media tensión	\$/kVARh	88,01

**Tarifa 5 - Peaje (Medianas demandas)**

Cargo Fijo sin derecho a consumo	\$/mes	31.621
Por capacidad de suministro contratada	\$/kW-Mes	29.172
Todo el consumo	\$/kWh	11,55

### Tarifa 6 - Peaje (Grandes demandas)

Cargo Fijo sin derecho a consumo \$/mes 126.464

### Tarifa 6 (Potencia menores a 300 kW)

Por capacidad de suministro equivalente

En baja tensión	\$/kW-Mes	32.163
En media tensión	\$/kW-Mes	22.219

Por consumo de energía:

**En baja tensión**

Periodo horas de Punta	\$/kWh	11,71
Periodo horas de Resto	\$/kWh	11,54
Periodo horas de Valle	\$/kWh	11,41

**En media tensión**

Periodo horas de Punta	\$/kWh	1,64
Periodo horas de Resto	\$/kWh	1,62
Periodo horas de Valle	\$/kWh	1,60

Por la energía reactiva inductiva

Bonificación por tg phi<0,32 por la energía reactiva inductiva en defecto del 32% de la energía activa.

En baja tensión	\$/kVARh	19,61
En media tensión	\$/kVARh	17,60

Recargo por tg phi>0,42 por la energía reactiva inductiva en exceso del 42% de la energía activa.

En baja tensión	\$/kVARh	98,07
En media tensión	\$/kVARh	88,01

### Tarifa 6 (Potencia iguales o mayores a 300 kW)

Por capacidad de suministro equivalente

En baja tensión	\$/kW-Mes	32.163
En media tensión	\$/kW-Mes	22.219

Por consumo de energía:

**En baja tensión**

Periodo horas de Punta	\$/kWh	11,71
Periodo horas de Resto	\$/kWh	11,54
Periodo horas de Valle	\$/kWh	11,41

**En media tensión**

Periodo horas de Punta	\$/kWh	1,64
Periodo horas de Resto	\$/kWh	1,62
Periodo horas de Valle	\$/kWh	1,60



Por la energía reactiva inductiva

Bonificación por tg phi<0,32 por la energía reactiva inductiva en defecto del 32% de la energía activa.

En baja tensión	\$/kVARh	19,61
En media tensión	\$/kVARh	17,60

Recargo por tg phi>0,42 por la energía reactiva inductiva en exceso del 42% de la energía activa.

En baja tensión	\$/kVARh	98,07
En media tensión	\$/kVARh	88,01

### Servicio de suspensión y rehabilitación

Tarifa 1 R	\$	9.385
Tarifa 1 RC y G	\$	25.877
Tarifa 2 y 5	\$	62.667
Tarifa 4 y 6	\$	109.682

### Derecho de Conexión

Previo a la conexión de sus instalaciones los usuarios deben abonar a la Distribuidora, por costo de conexión, el importe que corresponda según el cuadro siguiente:

Conexión aérea monofásica tarifa 1 R	\$	46.926
Conexión aérea monofásica tarifa 1 RC y G	\$	59.955
Conexión aérea trifásica tarifa 1 R	\$	104.276
Conexión aérea trifásica tarifa 1 RC y G	\$	119.887
Conexión aérea trifásica tarifa 1 RP, GP y T2	\$	242.798
Conexión equipo de medición	\$	374.690



Firmado digitalmente por  
SAN MIGUEL  
ERNESTO  
Fecha: 17/11/2025  
08:33:59  
Razón: Ernesto San  
Miguel



Firmado digitalmente por  
MARTINEZ RODOLFO  
LUIS  
Fecha: 17/11/2025  
08:59:40  
Razón: REG  
TARIFARIO