ERSEPT

GOBIERNO DE TUCUMÁN

G. comm mc

## EXPEDIENTE

| NÚMERO | CÓDIGO | LETRA | AÑO |
|---|---|---|---|
| 7139 | 390 | E | 2025 |

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

V

# 20° CUERPO

ERSEPT

GOBIERNO DE TUCUMÁN

ERSEPT FOLIO 3858

**ERSEPT – Informe Técnico**
**Tema:** Costos de Explotación – RTI 2025–2030
**Área:** Gerencia de Asuntos Económicos (GAE)
**Fecha:** abril 2026

## 1. Introducción

El análisis de los costos de explotación constituye una etapa central dentro de los estudios tarifarios de la Revisión Tarifaria Integral (RTI), dado que permite identificar los gastos necesarios —y eficientes— para asegurar la operación, el mantenimiento, la gestión comercial y la administración del servicio público de distribución de energía eléctrica.

Conforme lo establecido en el **Artículo 7, inciso C5, del ARI**,

"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 prorratearán entre las actividades de explotación técnica y comercial, para su asignación en las tarifas."

En este marco, el objetivo del presente informe es determinar el nivel de costos de explotación eficientes a reconocer en el VAD para el período 2025–2030, a partir de la comparación entre costos observados, estimaciones de empresa modelo y antecedentes regulatorios.

Para ello, el informe integra tres insumos principales:

1. **Los costos de explotación observados en EDET S.A.** a partir de la información del **Balance 2024**.
2. **La presentación de BA Energy Solutions (BAES)**, consultor contratado por la distribuidora.
3. **El informe técnico elaborado por la GAE**, consistente en la actualización de los costos eficientes reconocidos en la RTI 2020–2025, ajustados por economías de escala, Factor X y demás parámetros regulatorios relevantes.

Tal como se estableció previamente, la definición de costos eficientes adoptada por el ERSEPT se fundamenta en el **método de Empresa Modelo (EM)**, en línea con las prácticas regulatorias de *organismos de referencia —por ejemplo, Ofgem (RIIO-ED2, 2023), AER (Benchmarking* DNSPs, 2023) y OEB (Electricity Distributor Rate Handbook, 2021)— y con la literatura académica especializada, que destaca que este enfoque **"incentiva eficiencia dinámica, mejora la revelación de costos privados y reduce las asimetrías de información"** (Laffont & Tirole, 1993; Joskow, 2008; Armstrong, Cowan & Vickers, 1994).

En consecuencia, el presente informe no se limita a exponer distintas estimaciones de costos de explotación, sino que procura compararlas críticamente bajo criterios regulatorios de eficiencia, trazabilidad y razonabilidad tarifaria, a fin de determinar el nivel de costos que corresponde reconocer en el VAD para el período 2025–2030.

Lic. DAIANA G. SOTO FERNÁNDEZ
G.A.E. - ERSEPT

Sabrina Tenelo

Mag. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

La organización del documento es la siguiente:

- **Sección 2:** Metodología de la Empresa Modelo.
- **Sección 3:** Costos efectivamente incurridos por EDET S.A. según Balances.
- **Sección 4:** *Resumen de la presentación técnica de BA Energy Solutions.*
- **Sección 5:** Análisis del informe GAE
- **Sección 6:** Costos de Explotación RTI 2020-2025 ajustados.
- **Sección 7:** Criterio final adoptado por el ERSEPT para la determinación de los costos de explotación eficientes.

## 2. Metodología de la empresa modelo

La metodología de **Empresa Modelo (EM)** constituye el enfoque regulatorio estándar para la determinación de los **costos de explotación eficientes** dentro de los procesos de Revisión Tarifaria Integral (RTI). Su objetivo es estimar los gastos prudentes y necesarios para que una empresa hipotética —que opera en condiciones técnicas y organizativas óptimas— pueda prestar el servicio de distribución eléctrica con los estándares de calidad exigidos por el marco regulatorio.

De acuerdo con la definición adoptada por el **ENRE (RTI 2016–2021)** y por el **ERSEPT** en la RTI 2020–2025, la Empresa Modelo se diseña como una entidad **representativa** del concesionario real, construida sobre información técnica y contable verificable, y ajustada por criterios de eficiencia y comparabilidad regional.

### 2.1 Principios de la metodología

La estimación de costos mediante Empresa Modelo se apoya en cuatro principios básicos:

1. **Eficiencia técnica y económica:** la estructura organizativa y tecnológica se dimensiona de manera óptima, evitando sobrecostos o ineficiencias observadas en la empresa real.
2. **Representatividad:** los parámetros de la empresa modelo (longitud de red, cantidad de usuarios, número de centros de transformación, dotación de personal) deben reflejar las condiciones geográficas y operativas del área de concesión.
3. **Homogeneidad temporal:** todos los valores se expresan en **pesos constantes de diciembre de 2024**, para eliminar efectos inflacionarios y permitir comparaciones consistentes.
4. **Trazabilidad y transparencia:** cada parámetro (precios unitarios, dotaciones, índices de eficiencia) debe provenir de fuentes documentadas, ya sean convenios laborales, cotizaciones de mercado o bases regulatorias previas.

Lic. DAIANA G. SOTO FERNÁNDEZ
G.A.E. - ERSEPT

Sabrina Tenedo

Mag. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

## 2.2 Componentes del modelo

El cálculo del OPEX reconocido se estructura en tres bloques funcionales:

**Tabla 1 – Componentes para los costos de explotación**

| Componente | Descripción |
|---|---|
| **Administración (ADM)** | Incluye costos de estructura gerencial, administración general, recursos humanos, sistemas, servicios generales y gastos indirectos. |
| **Comercialización (COM)** | Comprende actividades de lectura, facturación, cobranza, atención al cliente, inspección, cortes y reconexiones. |
| **Operación y Mantenimiento (O&M)** | Cubre el mantenimiento preventivo y correctivo de redes e instalaciones, materiales, cuadrillas y vehículos. |

**Fuente: Elaboración propia en base a ENRE (2017), EPRE Mendoza (2018) y ERSEPT (2020).**

El **Costo Total de Explotación (COMA)** se obtiene como la suma de los tres bloques:

$$COMA = ADM + COM + O\&M$$

A partir de este total se adiciona el **Costo del Capital de Trabajo**, que representa la remuneración reconocida al capital circulante necesario para financiar la operación diaria del servicio.

## 2.3 Procedimiento de cálculo

1. **Dimensionamiento físico:** se definen los requerimientos físicos de la red (km de líneas, cantidad de usuarios, transformadores, cuadrillas).
2. **Determinación de dotaciones:** se asignan recursos humanos por área, según ratios de eficiencia (usuarios por empleado, km de red por cuadrilla, etc.).
3. **Valorización económica:** se aplican precios unitarios de mercado a las horas-hombre, materiales y servicios, actualizados a diciembre de 2024.
4. **Asignación funcional:** los costos se distribuyen entre administración, comercial y técnica.
5. **Consolidación y normalización:** los resultados se integran en el COMA expresado en millones de pesos constantes.

## 2.4 Referencias y precedentes regulatorios

Esta metodología se encuentra documentada y aplicada en distintos organismos reguladores:

- **ENRE (2016).** RTI 2016–2021. Metodología de Costos Eficientes y Factor de Productividad.
- **ENARGAS (2017).** *Metodología de Costos Operativos y Factor de Productividad (RTI).*
- **EPRE Mendoza (2018).** Estudio de Costos de Explotación Distribución Eléctrica – RTI.
- **AER (Australia).** Expenditure Forecast Assessment Guideline for Electricity Distribution.
- **Ofgem (Reino Unido).** RIIO Model – Revenue = Incentives + Innovation + Outputs.

Bajo este enfoque, la metodología de Empresa Modelo constituye el criterio rector para evaluar las distintas estimaciones analizadas en el presente informe, permitiendo

distinguir entre costos efectivamente observados y costos regulatoriamente eficientes. En las secciones siguientes, este marco se utilizará para contrastar la propuesta de la distribuidora, los costos contables observados y la estimación técnica elaborada por la GAE.

## 3. Costos de Explotación Observados de EDET S.A.

Para obtener una perspectiva clara respecto a los gastos por naturaleza en los cuales incurrió EDET S.A., se utilizó la información contenida en los estados contables consolidados al 31/12/2024. A partir de dicha información se elaboró la **Tabla 2**, que detalla los gastos por naturaleza **relacionados con los costos de explotación**, clasificados en *Costo de Ventas*, *Gastos de Administración* y *Gastos de Comercialización*.

**Tabla 2 - Memoria y balance EDET 2024**

| Concepto | Costo de Ventas | Gastos de Administración | Gastos de Comercialización | Total |
|---|---|---|---|---|
| Honorarios y retribuciones | 34.766.777 | 4.807.540 | 18.782.875 | 58.357.192 |
| Gastos en Personal | 22.136.779 | 9.112.231 | 14.960.715 | 46.209.725 |
| Publicaciones y gastos institucionales | - | 445.160 | 88.892 | 534.052 |
| Reparaciones y Mantenimientos | 3.853.056 | 455.774 | 1.830.897 | 6.139.727 |
| Seguros | 44.734 | 120.912 | 9.814 | 175.460 |
| Vigilancia | 183.882 | 45.981 | 584.972 | 814.835 |
| Franqueo y teléfono | 2.791 | 205.712 | 52.852 | 261.355 |
| Materiales y repuestos | 5.179.600 | 113.878 | 716.714 | 6.010.192 |
| Combustibles | 249.707 | 20 | 18.176 | 267.903 |
| *Comisiones bancarias* | - | *89.720* | *2.116.319* | *2.206.039* |
| Gastos de juicios | 478.205 | | - | 478.205 |
| **Total** | **66.895.531** | **15.396.928** | **39.162.226** | **121.454.685** |

**Fuente: Notas de los estados financieros consolidados 2024**

De acuerdo con la información disponible los gastos por naturaleza relacionados con los costos de explotación ascendieron a $121.454.685 miles (pesos corrientes de diciembre 2024).

Si bien algunos conceptos incluidos en los estados contables podrían no corresponder estrictamente a los costos de explotación eficientes definidos por la regulación, para efectos de este análisis descriptivo se mantienen todos los rubros tal como figuran en la memoria y balance. Esto permite caracterizar de manera integral la estructura del gasto operativo declarado por la empresa, antes de contrastarlo con los costos eficientes resultantes del proceso de Revisión Tarifaria Integral.

En las secciones siguientes, esta información será comparada con los resultados obtenidos por por EDET/BA Energy Solutions y el realizado por la Gerencia de Asuntos Económicos (GAE), a fin de evaluar la consistencia entre los costos contables observados, los costos eficientes y los costos reconocibles dentro del cálculo del Valor Agregado de Distribución (VAD) para el período 2025–2030.

En síntesis, la información contable de EDET S.A. resulta útil para caracterizar la estructura de gasto efectivamente observada, pero no constituye por sí misma una medida de costo eficiente reconocible en tarifa. Su principal valor dentro del presente análisis radica en servir como

Lic. DAIANA G. SOTO FERNÁNDEZ
G.A.E. - ERSEPT

Sabrina Temelo

Mag. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

referencia empírica para contrastar la razonabilidad de las estimaciones regulatorias posteriores y detectar eventuales desvíos entre costos observados y costos eficientes.

## 4. Síntesis de Informe BA Energy Solutions

### 4.1 Metodología

EDET SA, con la asistencia técnica de BAES, diseñó una "empresa modelo eficiente" operando bajo las condiciones técnicas, geográficas y regulatorias de la provincia de Tucumán.

En su informe expresan que 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.

El estudio indica que busca cuantificar los costos de explotación óptimos (OPEX) según el Artículo 7 del Acta de Renegociación Integral (ARI), diferenciando tres grandes bloques:

- Costos Técnicos (Operación y Mantenimiento – O&M)
- Costos Comerciales (Gestión de clientes)
- Costos de Apoyo o Administración (estructura indirecta).

La estructura de la empresa modelo considera cinco administraciones zonales y 21 sucursales, con funciones de explotación descentralizadas y funciones administrativas centralizadas.

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 calcula los costos a partir de ratios de horas-hombre, materiales, servicios contratados y gastos generales, redistribuyendo los costos de apoyo entre las actividades técnicas y comerciales.

Según la tabla consolidada, el **Costo Total de Explotación a trasladar al VAD** asciende a $127.066 millones (dic-2024), desagregado de la siguiente forma:

Lic. DAIANA G. SOTO FERNÁNDEZ
G.A.E. - ERSEPT

Sabrina Tenelo

Mag. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

**Tabla 3 – Resultados Costo de explotación BA**

| 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 |
| **Costos actividades VAD** | 46,807,725 | 5,626,390 | 57,638,407 | 10,255,634 | **120,328,156** |
| Costo del capital de trabajo | | | | | 6,738,097 |
| **Costo Total de Explotación VAD** | 46,807,725 | 5,626,390 | 57,638,407 | 10,255,634 | **127,066,253** |

**Fuente: Cuadro extraído del informe de la consultora**

Se realiza un análisis de los componentes con mayor magnitud:

**1-Servicios contratados (57.638 M$):**

Constituyen el componente más significativo del OPEX. Se concentran en tareas tercerizadas de mantenimiento de redes, lectura y facturación, y atención comercial. Su magnitud refleja un alto grado de tercerización, especialmente en las áreas de gestión comercial y técnica.

**2- Costos de personal (46.808 M$):**

Incluyen tanto mano de obra directa como supervisión y apoyo. La dotación se estructuró en nueve niveles salariales, compatibles con los convenios colectivos del sector, teorizando representatividad y consistencia con una empresa eficiente.

**3- Materiales (5.626 M$):**

Corresponden a insumos eléctricos, repuestos y materiales de uso operativo. Su valor está vinculado a la extensión de la red y la magnitud del parque de instalaciones.

**4- Gastos generales (10.256 M$):**

Abarcan erogaciones administrativas (oficina, comunicación, alquileres, tasas no trasladables, seguros, etc.). Indican un cálculo mediante ecuaciones de tendencia ajustadas al tamaño de la empresa, basadas en el comportamiento de seis distribuidoras comparables.

Se evalúa que el estudio presenta una estructura de costos dominada por servicios contratados y de personal, que en conjunto explicarían más del 80% del total del OPEX.

En este informe se pretende evaluar la consistencia de las estimaciones respecto a los gastos efectivamente incurridos, en coherencia metodológica con los estándares de eficiencia definidos en la regulación vigente.

En términos generales, la estimación presentada por BA Energy Solutions constituye un antecedente técnico relevante, en tanto sistematiza el funcionamiento operativo de la distribuidora bajo un esquema de Empresa Modelo. No obstante, la fuerte incidencia de servicios contratados, la relevancia de estructuras descentralizadas y la dependencia de ciertos supuestos de cantidades y precios unitarios exigen una revisión regulatoria estricta, ya que tales componentes podrían incorporar criterios de organización propios de la empresa real y no necesariamente de una empresa eficiente bajo estándares regulatorios. Por ello, sus resultados deben ser considerados como una referencia técnica de máxima, pero no como un valor directamente trasladable al VAD.

Lic. DAIANA G. SOTO FERNÁNDEZ
G.A.E. - ERSEPT

Sabrina Tenreiro

Mag. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

## 5. Análisis del Informe GAE

En el marco del proceso de Revisión Tarifaria Integral (RTI) 2025–2030, la Gerencia de Asuntos Económicos analizó versiones sucesivas del informe de análisis de costos de explotación, incorporando progresivamente observaciones técnicas, ajustes metodológicos y nueva información suministrada por la distribuidora.

A los fines del presente trabajo, el análisis se centra en el último informe remitido, por cuanto dicha versión consolida los criterios metodológicos adoptados, incorpora las respuestas a las observaciones formuladas por la distribuidora en instancias previas, y constituye el **insumo técnico definitivo** considerado para la evaluación regulatoria.

### 5.1 Metodología

El informe final elaborado por GAE se aplica la **Metodología de Empresa Modelo (EM)**, utilizada de manera sistemática por organismos reguladores nacionales y provinciales (ENRE, EPRE, EPRE Mendoza y ERSEPT), con el objetivo de estimar los **costos de explotación eficientes** que debería afrontar una distribuidora que opera bajo estándares adecuados de eficiencia técnica, operativa y comercial.

La metodología desarrollada por GAE se asienta en **tres ejes principales**:

**1. Identificación del nivel de actividad regulado**

Se caracteriza el servicio efectivamente prestado por EDET S.A. —usuarios, longitud de redes, instalaciones, complejidad geográfica y demanda— con el fin de definir el **nivel de actividad** que una empresa eficiente debe cubrir.

Este paso permite dimensionar los recursos necesarios para operar y mantener la red bajo estándares técnicos compatibles con distribuidoras de tamaño y complejidad similares.

**2. Determinación del costo eficiente**

Sobre la base del nivel de actividad definido, se dimensiona una **empresa modelo eficiente**, sin sobrecostos ni sobredotaciones.

Para ello se emplean:

- dotaciones tipo por área (administración, comercial y O&M),
- precios unitarios de mano de obra, vehículos, materiales y servicios actualizados a **diciembre de 2024**,
- estandarización de tareas y productividades,
- y *benchmarks de otras distribuidoras reguladas.*

El objetivo es reconstruir el costo que sería razonable reconocer en tarifa, aislando posibles ineficiencias de la operación real de la concesionaria.

**3. Homogeneización y comparabilidad**

Los costos se clasifican en tres bloques funcionales (ADM, COM y O&M), siguiendo criterios uniformes de asignación y valoración, lo que permite comparar:

- los costos reales de la empresa,
- los costos eficientes del modelo,

Lic. DAIANA G. SOTO FERNÁNDEZ
G.A.E. - ERSEPT

Sabrina Tenelo

Mag. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

- y los parámetros regulatorios históricos.

Este enfoque evita sesgos derivados de prácticas contables, esquemas de tercerización o estructuras organizativas propias de la empresa real.

## 5.2 Principales resultados

Según la Tabla 4, los costos totales de explotación del informe final de asociados a las actividades VAD, ascienden a **$ 121.998.482.927 (dic-2024)**, como resultado del proceso de revisión técnica y consistencia metodológica aplicado sobre la información suministrada por EDET S.A.

El valor final surge de la depuración y ajuste de los supuestos originalmente presentados, incorporando correcciones vinculadas a la consistencia interna de los cálculos, la validación de cantidades y la adecuación de precios unitarios a referencias de mercado.

En consecuencia, el valor estimado por la GAE surge de una depuración metodológica orientada a reforzar la consistencia interna del modelo, validar la razonabilidad de las cantidades empleadas y ajustar los precios unitarios a referencias más objetivas de mercado. Esta estimación presenta, por tanto, una mayor robustez regulatoria que la propuesta originalmente acompañada por la distribuidora, al encontrarse construida bajo criterios explícitos de eficiencia, comparabilidad y trazabilidad.

Lic. DAIANA G. SOTO FERNÁNDEZ
G.A.E. - ERSEPT

Sabrina Tenuelo

Mag. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

ERSEPT

GOBIERNO DE TUCUMÁN

ERSEPT FOLIO 2866

**Tabla 4 – Principales resultados del análisis de GAE**

| RESUMEN DE COSTOS DE EXPLOTACIÓN (\$/año) | | | | |
|---|---|---|---|---|
| COSTOS TOTALES DE EXPLOTACIÓN | *121.998.482.927* | 3.132.953.715 | 49.076.008.203 | 69.789.521.009 |
| COSTOS DE ESTRUCTURA | 45.785.383.672 | 3.132.953.715 | 41.064.873.316 | 1.587.556.640 |
| TOTAL DE COSTOS DIRECTOS | *39.209.921.675* | | | |
| COSTO TOTAL SALARIAL DE LA ESTRUCTURA | 39.003.092.061 | | 39.003.092.061 | EN O&M Y COM |
| MÓDULOS DE EQUIPAMIENTO DE OFICINAS | 131.598.122 | | 87.092.588 | 44.505.533 |
| VEHÍCULOS | 75.231.493 | | 75.231.493 | EN O&M Y COM |
| TOTAL DE COSTOS INDIRECTOS | *6.575.461.996* | | | |
| COMUNICACIONES | 52.740.000 | | 52.740.000 | |
| SERVICIOS GENERALES | 1.542.215.366 | 1.266.993.671 | 139.380.446 | 135.841.250 |
| MATERIALES Y OTROS | 450.060.000 | | 244.620.000 | 205.440.000 |
| ALQUILER MENSUAL DE LOS EDIFICIOS | 660.989.250 | | 369.900.000 | 291.089.250 |
| VIGILANCIA DE EDIFICIOS E INSTALACIONES | 2.003.497.336 | | 1.092.816.729 | 910.680.607 |
| SISTEMAS Y EQUIPOS | 689.662.394 | 689.662.394 | | |
| OTROS COSTOS GLOBALES | 1.176.297.650 | 1.176.297.650 | | |
| COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO | 52.767.721.718 | | | 52.767.721.718 |
| COSTO DE PERSONAL | *37.117.652.896* | | | |
| COSTO LABORAL DE LAS CUADRILLAS Y EQUIPO | 37.117.652.896 | | | 37.117.652.896 |
| COSTO DE VEHÍCULOS Y MATERIALES | *15.381.360.058* | | | |
| VEHÍCULOS | 11.379.762.671 | | | 11.379.762.671 |
| MATERIALES Y REPUESTOS | 4.001.597.387 | | | 4.001.597.387 |
| ADICIONAL POR TAREAS CON TENSIÓN | *268.708.764* | | | 268.708.764 |
| COSTOS DEL ÁREA COMERCIAL | 23.445.377.538 | | 8.011.134.887 | 15.434.242.651 |
| COSTO DE PERSONAL | *16.562.943.786* | | | |
| COSTO LABORAL DE LAS CUADRILLAS Y CALL CENTER | 16.562.943.786 | | 1.840.105.000 | 14.722.838.786 |
| COSTO DE VEHÍCULOS Y MATERIALES | *711.403.865* | | | |
| VEHÍCULOS | 544.623.800 | | | 544.623.800 |
| MATERIALES E INSUMOS | 166.780.065 | | | 166.780.065 |
| COSTOS COMPLEMENTARIOS | *6.171.029.887* | | | |
| EQUIPAMIENTO | 60.330.830 | | 60.330.830 | |
| FACTURACIÓN Y COBRANZAS | 6.110.699.057 | | 6.110.699.057 | |

**Fuente: Informe GAE**

Este valor se estructura en tres grandes componentes funcionales, conforme a la metodología de Empresa Modelo

**1. Costos de Administración – \$ 45.785,4 millones**

Representan el 38% del COMA, constituyéndose como uno de los principales componentes del costo operativo.

- El costo total salarial de la estructura administrativa asciende a \$39.003 millones, equivalente al 85% del total del área.
- La dotación eficiente definida se mantiene en 453 empleados administrativos, asignados a la sede central y estructuras de apoyo.
- Otros costos directos asociados a vehículos y equipamientos de oficinas constituyen \$206,8.
- Los costos indirectos, por \$6.575,4 millones, incluyen principalmente:
  - servicios generales,
  - alquiler mensual de edificios,
  - vigilancia de edificios e instalaciones,
  - sistemas y equipos,
  - otros costos globales asociados a la estructura.

La estructura administrativa resulta altamente intensiva en personal, concentrando importante relevancia en el costo total de explotación eficiente.

Lic. DAIANA G. SOTO FERNÁNDEZ
G.A.E. - **ERSEPT**

Sabrina Tenela

Mag. DAÑON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
**ERSEPT**

**2. Costos de Operación y Mantenimiento (O&M) – $ 52.767,7 millones**

- Incluyen el mantenimiento preventivo y correctivo de redes, tareas de emergencia, movilidad operativa y logística asociada.
- El costo laboral de las cuadrillas y equipos técnicos asciende a $37.117,6 millones, equivalente al 70% del total del área.
- Los costos de vehículos y materiales suman $ 15.381,3 millones, destacándose:
  - vehículos por $ 11.379 millones,
  - materiales y repuestos por $ 4.001 millones.
- Se incorpora un adicional por tareas con tensión por $ 268,7 millones.

Este componente refleja el peso de la logística y el mantenimiento de redes, fundamentales para la calidad y continuidad del servicio.

**3. Costos del Área Comercial – $ 23.445,4 millones**

- Comprenden las actividades de lectura de medidores, inspecciones, conexión, cortes y reconexiones, reclamos y atención comercial, reparto facturas, call center, facturación y gestión de cobranzas.
- El costo laboral del área comercial asciende a $ 16.562,9 millones, lo que representa el 70% del total del área, reflejando una actividad marcadamente intensiva en mano de obra.
- La dotación eficiente asignada al área se compone por 375 personas, incluyendo:
  - 340 lecturistas, inspectores y técnicos.
  - 35 operadores de call center.
- Los costos de vehículos, materiales e insumos suman $ 711,4 millones.
- Otros costos complementarios compuestos principalmente por gestiones de facturación y cobranzas, suman $ 6.171 millones.

**Resumen estructura de costos**

- Los costos laborales explican aproximadamente el 76% del COMA, consolidando el carácter intensivo en mano de obra del servicio de distribución eléctrica.
- La estructura de costos muestra una alta concentración en la administración y O&M.
- Se destaca la relevancia de:
  - la dotación eficiente por área,
  - la organización del trabajo y productividad del personal,
  - la tercerización selectiva,
  - y la asignación técnica de cuadrillas y vehículos como factores centrales de eficiencia operativa.

Asimismo, el informe enfatiza la necesidad de que los valores salariales, los precios unitarios de materiales, vehículos y servicios, y los supuestos de cantidad utilizados —todos expresados a precios de diciembre de 2024— sean debidamente auditados y validados por el ente regulador, a fin de garantizar la consistencia y razonabilidad del costo eficiente reconocido.

Lic. DAIANA G. SOTO FERNÁNDEZ
G.A.E. - ERSEPT

Sabrina Tenelo

Mag. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

## 6. Costos de Explotación RTI 2020-2025 ajustados

El presente análisis adoptado por el ERSEPT constituye un **ejercicio de robustez** complementario a la estimación obtenida mediante el método de **Empresa Modelo**, y se basa en la **actualización de los Costos de Explotación eficientes aprobados en la RTI 2020–2025**, ajustados por variación de precios exógenos y por los cambios asociados a escala, productividad y variables de contexto (Factor X).

### 6.1 Ajustes por variación de precios exógenos a la empresa

En primer lugar, la Tabla 5 presenta los Costos de Explotación actualizados mediante la **Matriz de Actualización de Costos** definida en la Resolución ERSEPT 645/2020, aplicable a los ítems que integran estos costos. Esta matriz contempla la actualización utilizando **índices de precios específicos y de organismos públicos** (detalle en **Anexo I**, con el fin de reflejar con mayor precisión la evolución de los principales componentes de gasto.

De la Tabla 5 se desprende que los Costos de Explotación eficientes aprobados en la RTI 2020 (**$ 3.814 millones**) ascienden, al actualizarlos a **diciembre de 2024**, a **$ 64,9 mil millones**, de acuerdo con la Matriz de Costos. Asimismo, se presentan las variaciones resultantes de actualizar mediante índices alternativos, los cuales resultan entre 33% por debajo (mediante Tipo de Cambio) y 9% por encima (mediante IPC), respecto de la estimación mediante Matriz.

Esta dispersión —típica en contextos como el argentino, caracterizados por fluctuaciones significativas en precios relativos y en el tipo de cambio real— resalta la importancia de utilizar una **Matriz de Actualización consistente con la estructura de costos** de la actividad de distribución eléctrica.

**Tabla 5 - Costos de Explotación (sin Base de Capital bienes no eléctrico) actualizados por distintos índices**

| Costos | Método de Actualización | Millones de $ |
|---|---|---|
| CE RTI 2020 en $ Dic 2020 | NA | $3.814 |
| CE RTI 2020 en $ Dic 2024 | Matriz | $64.897 |
| | IPC | $70.758 |
| | TC | $43.423 |

**Fuente: Elaboración GAE en base a Matriz en Resolución ERSEPT 645/2020.**

Es importante notar que este ajuste permite estimar los **costos eficientes correspondientes a la demanda atendida en 2020**. Sin embargo, la demanda servida por EDET S.A. aumentó significativamente durante el período 2020–2025, por lo cual es esperable que los costos totales también hayan aumentado. La **Sección 6.2** presenta esta estimación para distintos escenarios.

### 6.2 Ajustes por variación de variables operativas del servicio

Como se mencionó previamente, la prestadora ha experimentado cambios relevantes en su mercado atendido entre 2020 y 2024. La Tabla 6 resume estas variaciones en **cantidad de usuarios, energía distribuida y potencia máxima demandada.**

Lic. DAIANA G. SOTO FERNÁNDEZ
G.A.E. - ERSEPT

Sabrina Tenelo

Mag. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

**Tabla 6 - Cambios resumidos en prestación del servicio**

| | Usuarios | Energía | Potencia Máxima |
|---|---|---|---|
| 2020 | 549.257 | 2.737 | 650 |
| 2024 | 589.506 | 3.081 | 747 |
| **Variación 2024-2020** | **7%** | **13%** | **15%** |

**Fuente: Elaboración GAE en base a Matriz en Resolución ERSEPT 645/2020.**

En general, los costos de prestación del servicio varían con la escala y características de la demanda. Sin embargo, también se espera una reducción en los **costos medios** derivada de cuatro componentes, tres de ellos asociados al **Factor X**, que capturan la trayectoria potencial de productividad (Joskow, 2008; Bernstein & Sappington, 1998; Laffont & Tirole, 1993):

$$X = EC + TC + SC + CC$$

- **EC (efficiency change):** mejoras hacia la frontera eficiente.
- **TC (technical change):** desplazamiento de la frontera por cambios tecnológicos y organizacionales.
- **SC (scale change):** economías de escala y densidad ante mayor demanda.
- **CC (contextual change):** mejoras del entorno (digitalización, aprendizaje regulatorio, gestión).

*En este caso, no corresponde considerar* **EC**, *dado que los costos aprobados en RTI se asumen* ubicados en la frontera de eficiencia. Sí corresponde considerar las mejoras asociadas a **TC, SC y CC.**

Los antecedentes regulatorios internacionales (Ofgem/RIIO, AER, OEB, CEER) aplican parámetros de eficiencia continua en el rango **0,5%–1,5% anual**. Tomando estos antecedentes y la normativa y precedentes argentinos, el ERSEPT propone para la RTI 2025–2030 un **Factor X de referencia de 1,0% anual**, dentro de un rango **0,8%–1,2%.**

Con base en estos parámetros, se estiman los **Costos de Explotación eficientes para la Demanda 2025** (expresados en $ de diciembre 2024), considerando cuatro escenarios alternativos de Factor X entre **0,5% y 1,5%.**

La **Tabla 7** muestra que los Costos de Explotación —sin incluir costos de capital relacionados a Activos No Eléctricos—, actualizados mediante la Matriz de Costos, oscilan entre **$ 66,9 mil millones** y **$ 69,6 mil millones** (diciembre 2024), según el valor del Factor X aplicado.

Este ejercicio de actualización permite construir una referencia regulatoria consistente con la trayectoria histórica de costos ya reconocidos por el ERSEPT, depurada por evolución de precios, cambios en la escala del servicio y supuestos de eficiencia continua. En tal sentido, los valores obtenidos no sustituyen al análisis principal por Empresa Modelo, pero sí constituyen un parámetro de contraste indispensable para verificar que la estimación final no se aparte injustificadamente de los antecedentes regulatorios ni incorpore ineficiencias ajenas al marco de incentivos.

Lic. DAIANA G. SOTO FERNÁNDEZ
G.A.E.- ERSEPT

Sabrina Tenelo

Mag. DAÑON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

**Tabla 7 - Costos de Explotación ajustados por Factor de Eficiencia**

| Costos de Explotación | Factor de Eficiencia (SC+TC+CC) | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | 0% | 0,25% | 0,5% | 0,75% | 1,00% |
| Costo Medio por usuarios 2024 ($ Dic. 2024) | $ 118.154 | $ 116.977 | $ 115.808 | $ 114.649 | $ 113.498 |
| Costos Totales Mercado 2024 (Millones de $ Dic. 2024) | $ 69.652 | $ 68.959 | $ 68.270 | $ 67.586 | $ 66.908 |

**Fuente: Elaboración GAE en base a Matriz en Resolución ERSEPT 645/2020.**

# 7. Criterio adoptado por ERSEPT

## 7.1 Comparación resultados

Con base en el análisis comparado de las distintas estimaciones, el ERSEPT procedió a definir un criterio para la determinación de los Costos de Explotación eficientes a reconocer en el Valor Agregado de Distribución (VAD) correspondiente al período tarifario 2025–2030.

A tal efecto, se consideraron como insumos principales: (i) el Informe de Costos de Explotación elaborado, basado en la Metodología de Empresa Modelo (EM) y adaptado a las condiciones operativas de EDET S.A.; (ii) la presentación efectuada por la Distribuidora con la asistencia de BA Energy Solutions (BAES); y (iii) la actualización de los Costos de Explotación eficientes aprobados en la RTI 2020–2025, ajustados por variaciones de precios, cambios de escala y parámetros regulatorios de eficiencia.

La propuesta presentada por EDET S.A. con el apoyo de BAES arroja un nivel de costos de explotación del orden de **$127.066 millones**, explicado principalmente por una elevada participación de servicios contratados y una estructura operativa intensiva en esquemas de tercerización, especialmente en los bloques de Comercialización y Operación y Mantenimiento. Este enfoque responde a una lógica de modelización de carácter operativo, basada en la estructura de costos efectivamente incurrida por la empresa, que no necesariamente refleja los costos de una empresa eficiente bajo criterios regulatorios.

En forma complementaria a su análisis principal, la Gerencia de Asuntos Económicos (GAE) realizó un ejercicio de actualización de los Costos de Explotación eficientes reconocidos en la RTI 2020–2025, utilizando la Matriz de Actualización de Costos definida por el ERSEPT y considerando las variaciones observadas en la cantidad de usuarios, energía distribuida y potencia máxima demandada entre 2020 y 2024. Asimismo, se incorporaron ajustes por economías de escala y productividad, en línea con los antecedentes regulatorios nacionales e internacionales, mediante la aplicación de un Factor de Eficiencia (Factor X).

De dicho ejercicio surge que los Costos de Explotación eficientes, expresados en pesos de diciembre de 2024 y ajustados por escala y eficiencia, se ubican en un rango comprendido entre **$ 66,9 mil millones y $ 69,6 mil millones**, valores consistentes con la trayectoria histórica de la RTI previa y con los principios de eficiencia dinámica propios de los esquemas de regulación por incentivos. Este rango define un **piso regulatorio**, a partir del cual resulta posible garantizar la continuidad y calidad del servicio sin trasladar ineficiencias a los usuarios.

En este marco, el ERSEPT define un **rango de referencia** para los Costos de Explotación eficientes, delimitado por un **piso regulatorio**, derivado de la actualización de los costos reconocidos en la RTI 2020–2025, y por un **techo técnico**, representado por la estimación

Lic. DAIANA G. SOTO FERNÁNDEZ
G.A.E. - ERSEPT

Mag. DAÑON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

resultante del informe de Empresa Modelo elaborado por BAES. El techo técnico, expresado a valores de diciembre de 2024, asciende a **$ 127.066 millones** y constituye un benchmark relevante respecto del nivel máximo de recursos requeridos para operar el sistema bajo estándares adecuados de calidad y seguridad, sin que ello implique su reconocimiento automático en tarifa.

**Tabla 8 - Comparativo BAES - GAE**

| Rubro | EDET / BAES | GAE |
|---|---|---|
| Administración | $ 11.713,7 MM | $ 45.785,4 MM |
| Comercialización | $ 44.450 MM | $ 23.445,4 MM |
| Operación y Mantenimiento | $ 64.164 MM | $ 52.767,7 MM |
| **Total COMA** | **$ 127.066 MM** | **$ 121.998,5 MM** |

**Fuente: Elaboración propia**

Dentro de dicho rango, el ERSEPT procede a evaluar la asignación de los costos por bloques funcionales y por drivers operativos, a fin de determinar un nivel de COMA que resulte consistente con la estructura del servicio, con la información contable observada y con los principios de eficiencia económica y razonabilidad tarifaria establecidos en el marco regulatorio vigente.

En conjunto, la estructura de costos resultante se encuadra dentro del rango de referencia previamente definido, es consistente con los lineamientos metodológicos de **la Empresa Modelo** y constituye el **insumo resultante** para las etapas posteriores del proceso de Revisión Tarifaria Integral.

Como resultado de este análisis exhaustivo, la Gerencia de Asuntos Económicos reconoce que los costos totales de explotación del informe final de asociados a las actividades VAD, ascienden a **$ 121.998,5** millones (dic-2024), en consistencia sobre la información detallada en este informe.

En definitiva, la determinación del nivel de costos de explotación eficientes para el período 2025–2030 no puede surgir de la simple adopción de una única fuente de información, sino de la evaluación integral y comparada de los antecedentes disponibles. La estimación presentada por BA Energy Solutions constituye una referencia técnica relevante respecto de los requerimientos operativos del servicio, aunque incorpora supuestos que, desde la perspectiva regulatoria, resultan susceptibles de revisión en materia de tercerización, organización funcional y validación de cantidades y precios. Por su parte, la actualización de los costos reconocidos en la RTI 2020–2025 aporta un piso regulatorio robusto y consistente con la trayectoria histórica, aunque no agota por sí sola los requerimientos asociados a la evolución reciente del mercado atendido y a la complejidad operativa actual de la concesión.

En este marco, el ERSEPT considera que la estimación final elaborada por la GAE representa una solución intermedia técnicamente fundada y regulatoriamente razonable, en tanto recoge los requerimientos efectivos del servicio, depura potenciales ineficiencias y preserva los principios de eficiencia económica, trazabilidad metodológica y razonabilidad tarifaria. En consecuencia, corresponde reconocer para las actividades asociadas al VAD un nivel de costos totales de explotación de **$121.998.482.927 a valores de diciembre de 2024**, monto que se encuentra debidamente sustentado en el análisis desarrollado en el presente informe.

Lic. DAIANA G. SOTO FERNÁNDEZ
G.A.E. - ERSEPT

Sabrina Tenreiro

Mag. DAÑON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

## 8. Bibliografía

*Benninga, S. (2014). Financial Modeling (4th ed.). MIT Press.*

*Competition Commission. (2014). Northern Ireland Electricity Transmission and Distribution Determination. United Kingdom.*

*Economic Insights Pty Ltd. (2014). Regulatory Precedents for Setting the WACC within a Range. Report prepared for the New Zealand Commerce Commission, Sydney.*

*Ofgem (Reino Unido). "RIIO Model – Revenue = Incentives + Innovation + Outputs." - Documento base para el diseño del Factor X y metodologías de productividad.*

*AER (Australia). "Expenditure Forecast Assessment Guideline for Electricity Distribution."- Explica cuantificación de economías de escala y ajustes por escala demandada.*

*Ontario Energy Board (OEB). "Cost of Service Handbook."*

*CEER (European Regulators). "Benchmarking in Network Regulation."*

*Jamasb & Pollitt (2001). "Benchmarking and Regulation of Electricity Transmission and Distribution Utilities." - Uno de los papers más citados en eficiencia, economías de escala y OPEX regulado.*

*Coelli et al. (2005). "An Introduction to Efficiency and Productivity Analysis."*

*Libro base sobre DEA, SFA y elasticidades de costos.*

*Averch & Johnson (1962). "Behavior of the Firm Under Regulatory Constraint."*

*Base de la teoría de sobrecapitalización (A–J) y regulación eficiente.*

*Farsi, Filippini & Greene (2005). "Efficiency and Scale Economies in Electricity Distribution."*

*Estima elasticidades del costo medio respecto de usuarios, energía y red.*

*Growitsch, Jamasb & Pollitt (2009). "Efficiency and Productivity of Electricity Distribution."- Desarrollo estándar para regulación por incentivos.*

*Filippini (1999). "Cost Structure and Scale Economies in Electricity Distribution." - Base clásica para elasticidades del costo medio.*

Lic. DAIANA G. SOTO FERNÁNDEZ
G.A.E. - ERSEPT

Sabrina Tenelo

Mag. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

## 9. Anexo I

**Tabla 9 - Costos de Explotación ajustados por Matriz**

| Variable | Unidad | Valor |
|---|---|---|
| Usuarios 2020 | ud. | 549.257 |
| Usuarios 2024 | ud. | 589.506 |
| Variación Usuarios 2020-2024 | % | 7% |
| CE RTI 2020 | $ Dic. 2020 | $3.813.770.031 |
| CE RTI 2020 Actualizados mediante Matriz | $ Dic. 2024 | $64.896.854.215 |
| Costo Medio por usuarios RTI 2020 Actualizado | $ Dic. 2024 | $118.154 |

**Fuente: Elaboración GAE en base a Matriz en Resolución ERSEPT 645/2020.**

| Concepto | k | Componente del VAD | Diciembre 2020 | Diciembre 2021 | Diciembre 2022 | Diciembre 2023 | Diciembre 2024 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Anualidad VNR Eléctrico | 1 | Líneas MT | $ 1.121.785.360,49 | $ 1.695.726.841,24 | $ 3.241.090.523,56 | $ 11.974.399.255,95 | $ 19.774.181.923,10 |
| | 2 | Centros de Distribución | $ 170.290.361,69 | $ 231.860.208,27 | $ 464.844.651,54 | $ 2.031.006.526,47 | $ 2.661.514.371,15 |
| | 3 | SET MT/MT | $ 119.860.506,19 | $ 174.053.589,60 | $ 342.603.815,17 | $ 1.351.094.320,13 | $ 2.079.730.014,94 |
| | 4 | CT MT/BT | $ 383.989.673,45 | $ 565.182.080,45 | $ 1.137.272.981,16 | $ 5.138.750.133,68 | $ 7.220.752.792,27 |
| | 5 | Líneas BT | $ 1.253.430.227,27 | $ 1.936.048.527,58 | $ 3.778.496.427,40 | $ 14.084.744.139,99 | $ 23.389.107.277,97 |
| | 6 | Medidores | $ 214.087.716,68 | $ 257.755.353,63 | $ 436.142.964,87 | $ 2.488.819.688,58 | $ 3.626.196.797,13 |
| | 7 | Equipos de Maniobra y Protección | $ 170.735.064,19 | $ 255.998.309,41 | $ 510.570.944,40 | $ 1.975.200.035,40 | $ 3.134.862.739,38 |
| | 8 | Equipos de Reserva MT-BT | $ 5.786.033,30 | $ 8.535.561,16 | $ 17.284.454,88 | $ 79.623.665,73 | $ 108.550.640,37 |
| | 9 | Materiales Líneas MT-BT | $ 522.483,33 | $ 816.570,81 | $ 1.593.571,38 | $ 6.647.361,84 | $ 9.793.995,82 |
| Amortización Obras Terceros | 10 | Líneas MT | $ 52.914.618,36 | $ 79.987.439,50 | $ 152.882.248,40 | $ 564.832.443,94 | $ 932.748.212,57 |
| | 11 | SET MT/MT | $ 486.510,77 | $ 706.479,12 | $ 1.390.620,23 | $ 5.484.057,73 | $ 8.441.571,61 |
| | 12 | CT MT/BT | $ 3.198.314,49 | $ 4.707.497,03 | $ 9.470.824,13 | $ 42.797.645,80 | $ 60.121.297,50 |
| | 13 | Líneas BT | $ 4.573.496,21 | $ 7.064.781,20 | $ 13.788.342,74 | $ 51.437.064,86 | $ 85.354.828,30 |
| | 14 | Equipos de Maniobra y Protección | $ 26.787.154,64 | $ 40.164.370,07 | $ 80.105.061,64 | $ 309.895.269,85 | $ 491.838.354,16 |
| VNR No eléctrico | 15 | Inmuebles | $ 110.005.542,66 | $ 161.755.502,75 | $ 293.380.455,42 | $ 962.853.385,81 | $ 1.815.057.958,24 |
| | 16 | Equipos de Edificios | $ 21.659.305,55 | $ 31.944.977,64 | $ 65.704.187,90 | $ 288.097.693,88 | $ 361.177.012,35 |
| | 17 | Comunicaciones | $ 25.016.508,72 | $ 36.007.758,03 | $ 70.198.747,13 | $ 359.297.450,90 | $ 396.611.997,48 |
| | 18 | Software y hardware | $ 69.534.883,97 | $ 92.054.313,46 | $ 162.846.981,77 | $ 649.190.452,94 | $ 1.015.494.967,34 |
| | 19 | Automotores | $ 100.748.522,69 | $ 151.382.768,41 | $ 284.170.081,02 | $ 1.153.528.689,76 | $ 1.781.148.621,38 |
| | 20 | Equipos y herramientas | $ 50.373.595,36 | $ 77.525.580,93 | $ 158.359.643,52 | $ 516.241.621,40 | $ 818.699.959,03 |
| Costos de Explotación | 21 | Personal | $ 1.227.421.851,07 | $ 1.851.893.068,73 | $ 3.434.455.469,59 | $ 8.455.134.983,76 | $ 21.537.313.527,34 |
| | 22 | Servicios | $ 1.838.142.279,40 | $ 2.694.863.968,59 | $ 5.115.304.797,99 | $ 14.932.465.756,30 | $ 30.867.298.647,01 |
| | 23 | Materiales | $ 252.860.170,83 | $ 372.623.148,93 | $ 716.559.320,11 | $ 3.100.805.998,24 | $ 4.429.308.700,47 |
| | 24 | Gastos Generales | $ 495.345.730,18 | $ 709.373.583,99 | $ 1.337.598.262,46 | $ 4.590.598.831,98 | $ 8.062.933.339,94 |
| Costos Indirectos | 25 | Impuestos (Inmob + Munic + Autom + Ganancias) | $ 1.556.852.638,26 | $ 2.306.781.754,88 | $ 4.401.813.485,05 | $ 15.148.512.456,88 | $ 27.159.412.592,11 |
| | 26 | Costo Capital de Trabajo | $ 313.321.984,30 | $ 464.247.815,77 | $ 885.880.205,84 | $ 3.048.690.586,08 | $ 5.465.925.827,94 |
| | 27 | Incobrables | $ 378.128.478,96 | $ 560.271.315,89 | $ 1.069.112.770,78 | $ 3.679.271.777,65 | $ 6.596.480.052,55 |

Lic. DAIANA G. SOTO FERNÁNDEZ
G.A.E. - ERSEPT

Sabrina Tenreiro

Mag. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

ERSEPT

GOBIERNO DE TUCUMÁN

ERSEPT FOLIO 3874

**ERSEPT – Informe Técnico**

**Tema:** Tarifa Social Eléctrica – RTI 2025–2030
**Área:** Gerencia de Asuntos Económicos (GAE)
**Fecha:** abril 2026

**1. Introducción**

La Tarifa Social Eléctrica constituye un instrumento de política tarifaria orientado a garantizar el acceso al servicio eléctrico en condiciones asequibles para los hogares en situación de vulnerabilidad socioeconómica. En el marco de la Revisión Tarifaria Integral 2025–2030, el ERSEPT revisa el régimen vigente con el objeto de fortalecer su focalización, mejorar su consistencia regulatoria y asegurar su sostenibilidad económica durante el período tarifario.

La revisión del régimen no altera su finalidad esencial, sino que procura consolidar un esquema más homogéneo, trazable y consistente con los criterios regulatorios aplicables al servicio público de distribución de energía eléctrica.

**2. Marco normativo y régimen de elegibilidad**

El régimen de Tarifa Social Eléctrica se encuentra sustentado en la normativa provincial vigente y, en particular, en la Resolución ERSEPT N° 009/22, que establece los criterios de elegibilidad, exclusión, evaluación y otorgamiento del beneficio.

Dicha resolución define un procedimiento formal de acceso al régimen, basado en la evaluación de variables vinculadas con los ingresos del hogar, la composición del grupo conviviente, la situación patrimonial y otras condiciones socioeconómicas relevantes. Asimismo, prevé mecanismos de verificación mediante fuentes administrativas y bases de datos oficiales, así como criterios objetivos de exclusión.

Este marco constituye la referencia institucional y operativa del régimen adoptado en la presente RTI. En este sentido, el esquema definido para el período 2025–2030 no implica la creación de un nuevo régimen de elegibilidad, sino la consolidación y aplicación de los criterios ya previstos en la normativa vigente.

**3. Diagnóstico del padrón vigente**

El padrón vigente de beneficiarios presenta una composición heterogénea, derivada de distintos mecanismos de incorporación implementados en distintos momentos.

En términos generales, el universo actual de beneficiarios comprende:

- usuarios incorporados a través del procedimiento ordinario de evaluación previsto en la Resolución ERSEPT N° 009/22;
- usuarios alcanzados por mecanismos excepcionales implementados en contextos específicos;
- y un conjunto reducido de inclusiones provenientes de criterios previos.

JESSICA M. DANERT
DE ESTUDIOS ECONOMICOS - G.A.E.
ERSEPT

Mag. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

- y un conjunto reducido de inclusiones provenientes de criterios previos.

Esta heterogeneidad genera diferencias en el grado de correspondencia entre la condición socioeconómica de los usuarios y su inclusión efectiva en el régimen, lo que justifica la necesidad de revisar su consistencia.

## 4. Herramientas de focalización

A efectos de fortalecer la asignación del beneficio, el ERSEPT desarrolló y aplicó una herramienta de zonificación de vulnerabilidad socioterritorial, construida a partir de la georreferenciación de usuarios y de información socioeconómica disponible.

Esta herramienta cumple una función complementaria dentro del proceso regulatorio, permitiendo:

- identificar patrones territoriales de vulnerabilidad;
- detectar inconsistencias en la composición del padrón;
- y aportar criterios objetivos para la revisión de la asignación del beneficio.

La utilización de herramientas de caracterización territorial no constituye un criterio autónomo de inclusión o exclusión, sino un insumo técnico complementario dentro del proceso de evaluación. En consecuencia, la zonificación no reemplaza el régimen de elegibilidad individual previsto en la normativa vigente, sino que contribuye a mejorar la focalización del esquema.

## 5. Criterios de adecuación del régimen

Sobre la base del marco normativo vigente y de las herramientas de análisis desarrolladas, el ERSEPT adopta criterios de adecuación del régimen orientados a:

- reforzar la correspondencia entre beneficio y vulnerabilidad efectiva;
- reducir inconsistencias derivadas de mecanismos de incorporación no homogéneos;
- y consolidar un padrón consistente con los criterios de elegibilidad previstos en la Resolución ERSEPT N°009/22.

En este marco, se revisan las incorporaciones realizadas bajo esquemas excepcionales, utilizando herramientas de caracterización territorial y socioeconómica como insumo técnico adicional para verificar su consistencia con las condiciones requeridas para el acceso al beneficio.

Cualquier revisión del padrón deberá respetar los procedimientos de evaluación individual, validación y control previstos en la normativa vigente. Sin perjuicio de ello, el acceso al régimen permanece abierto mediante los mecanismos de postulación, evaluación y validación establecidos, garantizando la posibilidad de incorporación de usuarios que acrediten el cumplimiento de los criterios aplicables.

AUS JESSICA M. DANERT
UNIDAD DE ESTUDIOS ECONOMICOS - G.A.E.
ERSEPT

Mag. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

## 6. Parámetros del régimen adoptado para la RTI 2025–2030

En función del análisis efectuado, el régimen adoptado para el período tarifario 2025–2030 se define a partir de los siguientes parámetros regulatorios:

- una cobertura equivalente a aproximadamente el **31% de los usuarios residenciales**;
- un nivel de beneficio del **41% sobre el cargo fijo**;
- y su financiamiento mediante un aporte incorporado al Valor Agregado de Distribución (VAD), conforme al Requerimiento de Ingresos determinado para el período.

Estos parámetros resultan consistentes con los criterios de elegibilidad vigentes, con la focalización del beneficio sobre el universo objetivo y con la sostenibilidad económica del esquema tarifario adoptado para el período.

## 7. Financiamiento y sostenibilidad

El financiamiento del régimen se instrumenta mediante la incorporación de un monto específico dentro del VAD. Este criterio permite:

- identificar explícitamente el esfuerzo económico asociado al sostenimiento de la Tarifa Social;
- articular su evolución con el mecanismo general de actualización tarifaria;
- y evitar tratamientos implícitos o no trazables dentro del esquema tarifario.

El diseño adoptado se apoya en parámetros estructurales de cobertura y nivel de beneficio, mientras que el monto reconocido evoluciona con las actualizaciones del VAD durante el período tarifario.

El tratamiento del financiamiento dentro del VAD constituye un mecanismo explícito y trazable dentro de la estructura tarifaria, consistente con las facultades regulatorias del Ente y con la necesidad de asegurar la sostenibilidad del régimen en el tiempo.

## 8. Implementación, seguimiento y control

La implementación del régimen continuará realizándose conforme a los procedimientos establecidos en la normativa vigente, incluyendo:

- postulación de usuarios;
- verificación de información;
- evaluación de elegibilidad;
- administración del padrón de beneficiarios.

Asimismo, el ERSEPT podrá realizar tareas de seguimiento y control destinadas a verificar:

- la correcta aplicación del beneficio;

LIC. JESSICA M. DANERT
UNIDAD DE ESTUDIOS ECONOMICOS - G.A.E.
ERSEPT

Mag. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

- la consistencia del padrón;
- el adecuado funcionamiento general del régimen.

Los procedimientos específicos de control y seguimiento podrán ser complementados por la autoridad regulatoria durante el período tarifario, en función de las necesidades de administración y supervisión del régimen.

## 9. Conclusión

El régimen de Tarifa Social Eléctrica adoptado en la presente RTI 2025–2030 se apoya en criterios objetivos de elegibilidad, herramientas técnicas de focalización y un mecanismo explícito de financiamiento dentro del VAD.

Su diseño procura mejorar la consistencia del padrón, fortalecer la sostenibilidad del esquema y preservar la protección tarifaria de los hogares vulnerables en condiciones compatibles con la estabilidad del sistema regulatorio.

US JESSICA M. DANERT
UNIDAD DE ESTUDIOS ECONOMICOS - G.A.E.
ERSEPT

Mag. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

ERSEPT

GOBIERNO DE TUCUMÁN

ERSEPT FOLIO 38 78

**ERSEPT – Informe Técnico**
**Tema:** Régimen Tarifario 2025-2030
**Área:** Gerencia de Asuntos Económicos (GAE)
**Fecha:** abril de 2026

## 1. Objeto y alcance

El presente informe técnico tiene por objeto exponer el criterio adoptado por la Gerencia de Asuntos Económicos y la Gerencia de Energía Eléctrica del ERSEPT para el diseño del Régimen Tarifario aplicable al servicio público de distribución de energía eléctrica prestado por EDET S.A. en el período 2025–2030, en el marco de la Revisión Tarifaria Integral.

El Régimen Tarifario constituye el instrumento mediante el cual el Requerimiento de Ingresos reconocido en la RTI se traduce en una estructura concreta de cargos, categorías, señales económicas y reglas de aplicación, permitiendo asignar de manera consistente los costos del servicio entre los distintos tipos de usuarios y establecer condiciones de facturación compatibles con los principios regulatorios vigentes.

En este marco, el presente informe desarrolla los criterios técnicos y regulatorios adoptados para la definición de la estructura tarifaria del período, incluyendo el tratamiento de las distintas categorías de usuarios, la determinación de los principales parámetros para la construcción del Cuadro Tarifario y las adecuaciones introducidas respecto del régimen vigente, cuando ello resulta necesario por razones de eficiencia, causalidad de costos, consistencia metodológica, operatividad o protección del usuario.

El informe no tiene por objeto reproducir exhaustivamente el texto del régimen tarifario ni sustituir la regulación aplicable, sino fundamentar técnicamente las definiciones adoptadas por el ERSEPT en materia de diseño tarifario, en articulación con el resto de los componentes de la RTI 2025–2030, en particular el Requerimiento de Ingresos, el régimen de generación distribuida, la Tarifa Social Eléctrica, el mecanismo de actualización del VAD y los demás instrumentos regulatorios complementarios.

## 2. Marco normativo y principios regulatorios aplicables

El diseño del Régimen Tarifario aplicable al servicio público de distribución de energía eléctrica en la Provincia de Tucumán se inscribe en el marco jurídico y regulatorio vigente, integrado por la normativa provincial aplicable, el Contrato de Concesión de EDET S.A., el Acuerdo de Renegociación Integral (ARI) y los criterios generales de la regulación económica de servicios públicos de red.

En este contexto, el régimen tarifario no constituye una construcción aislada respecto del resto de la Revisión Tarifaria Integral, sino el instrumento mediante el cual el ingreso regulatorio reconocido se traduce en una estructura concreta de cargos, categorías y reglas de facturación aplicables a los distintos usuarios del servicio. Su diseño debe, por lo tanto, guardar consistencia

Lic. LAIA A. KALIMAN
UNIDAD DE TARIFAS - G.A.E.
ERSEPT

Mag. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

ERSEPT FOLIO 3879

simultánea con el marco normativo vigente, con los principios económicos que orientan la RTI y con las condiciones operativas de implementación del esquema tarifario.

Desde el punto de vista regulatorio, el diseño adoptado por el ERSEPT se apoya, en particular, en los siguientes principios:

**a) Causalidad de costos**

La estructura tarifaria debe procurar una asignación razonable de los costos del servicio entre las distintas categorías y modalidades de suministro, de modo tal que los cargos reflejen, en la mayor medida posible, la forma en que cada grupo de usuarios demanda y utiliza la red de distribución.

**b) Eficiencia económica**

El régimen tarifario debe generar señales compatibles con el uso eficiente de la energía y de la infraestructura de red, evitando diseños que induzcan consumos o decisiones de demanda inconsistentes con el costo económico del sistema.

**c) Suficiencia y sostenibilidad**

La estructura tarifaria debe permitir la recuperación del ingreso regulatorio reconocido en la RTI, en condiciones compatibles con la continuidad, calidad y sostenibilidad económica del servicio, sin desnaturalizar los criterios metodológicos utilizados para la determinación del Requerimiento de Ingresos.

**d) Transparencia y trazabilidad**

La configuración de cargos y categorías debe ser comprensible, consistente y verificable, permitiendo identificar con claridad la lógica de asignación de costos y la correspondencia entre el régimen tarifario, el Cuadro Tarifario y los componentes económicos reconocidos en la RTI.

**e) No discriminación y razonabilidad**

Las diferencias de tratamiento entre categorías, subcategorías o modalidades tarifarias deben responder a fundamentos técnicos, económicos o regulatorios objetivos, evitando distinciones arbitrarias o inconsistentes con la naturaleza del suministro.

**f) Operatividad regulatoria y comercial**

Las modificaciones introducidas en el régimen tarifario deben resultar aplicables en términos regulatorios, comerciales y de medición, considerando las capacidades de implementación, control y fiscalización del esquema adoptado.

**g) Consistencia con otros instrumentos regulatorios**

El Régimen Tarifario debe articularse de manera coherente con el resto de los instrumentos definidos en la RTI 2025–2030, en particular con el Requerimiento de Ingresos, la Tarifa Social Eléctrica, el régimen aplicable a la Generación Distribuida, el mecanismo de actualización del VAD y las reglas de contabilidad regulatoria.

En función de estos principios, el presente informe desarrolla los criterios técnicos adoptados por el ERSEPT para el diseño del Régimen Tarifario correspondiente al período 2025–2030, identificando los cambios considerados necesarios respecto del esquema vigente y fundamentando su consistencia con el marco regulatorio general del servicio.

Lic. LAIA A. KALIMAN
UNIDAD DE TARIFAS - G.A.E.
ERSEPT

Mag. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

## 3. Enfoque general adoptado por ERSEPT

El Régimen Tarifario aplicable al período 2025–2030 se estructura como el instrumento mediante el cual el Requerimiento de Ingresos determinado en la RTI se traduce en un conjunto ordenado de categorías tarifarias, cargos, parámetros y reglas de facturación aplicables a los distintos usuarios del servicio público de distribución de energía eléctrica.

Desde esta perspectiva, el diseño tarifario no tiene por finalidad redefinir el nivel total de ingresos reconocidos a la distribuidora, sino establecer la forma en que dichos ingresos se distribuyen entre categorías de usuarios y componentes tarifarios, preservando coherencia con la metodología general adoptada en la RTI y con los principios regulatorios que la sustentan. En consecuencia, el Régimen Tarifario constituye una dimensión autónoma del proceso regulatorio, pero necesariamente articulada con la determinación del VAD, la proyección de demanda, la Tarifa Social Eléctrica, el régimen aplicable a la Generación Distribuida y los mecanismos de actualización previstos para el período.

En el marco de la presente revisión, el enfoque adoptado por el ERSEPT parte de un criterio de continuidad estructural respecto del régimen vigente, en tanto se considera conveniente preservar aquellos elementos que han demostrado razonable consistencia técnica, estabilidad operativa y compatibilidad con el esquema general del servicio. No obstante, dicha continuidad no implica inmovilidad regulatoria. Allí donde el análisis técnico identifica problemas de señal económica, inconsistencias distributivas, rigideces operativas o necesidad de adecuación frente a nuevas condiciones del sistema, corresponde introducir modificaciones puntuales y debidamente fundadas.

Bajo este enfoque, el diseño tarifario para el período 2025–2030 procura compatibilizar, de manera simultánea, los siguientes objetivos:

(i) asegurar la recuperación del ingreso regulatorio reconocido;
(ii) mejorar la asignación de costos entre categorías y subcategorías de usuarios;
(iii) fortalecer las señales asociadas al uso eficiente de la red y de la potencia demandada, especialmente en los segmentos en que dicha señal resulta relevante;
(iv) preservar la separación conceptual entre costos de abastecimiento y costos propios de distribución, evitando distorsiones en la composición de los cargos;
(v) mantener criterios de implementación compatibles con las capacidades de medición, facturación y control; y
(vi) resguardar la razonabilidad y estabilidad del régimen durante el período tarifario.

En este sentido, el criterio adoptado por el ERSEPT no se orienta a rediseñar integralmente la arquitectura tarifaria existente, sino a introducir adecuaciones selectivas en aquellos segmentos donde se verifican fundamentos suficientes para ello. Tales adecuaciones se concentran, principalmente, en la definición de franjas de Cargo de Uso de Red para pequeñas demandas, en la articulación del régimen tarifario con la Generación Distribuida, en la revisión de determinados incentivos asociados a la potencia demandada en grandes usuarios y en la aclaración de aspectos operativos o contractuales cuya formulación vigente resulta insuficiente o ambigua.

Lic. LAIA A. KALIMAN
UNIDAD DE TARIFAS - G.A.E.
ERSEPT

Mag. DAHON, ALEJANDRO MARTÍN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

ERSEPT FOLIO 3381

El tratamiento de cada categoría tarifaria se desarrolla en las secciones siguientes, donde se exponen el criterio adoptado por el ERSEPT, las principales modificaciones propuestas, su fundamento regulatorio y, en su caso, las aclaraciones operativas necesarias para su adecuada aplicación.

# 4. Tratamiento por categoría tarifaria

## 4.1 Tarifa T1-R

**Criterio adoptado por ERSEPT**

Para la categoría **T1-R – Pequeñas Demandas de Uso Residencial**, el ERSEPT adopta un criterio de continuidad estructural respecto del régimen vigente, manteniendo la lógica general de segmentación por **Cargo de Uso de Red (CUR)** en función del consumo promedio mensual de los últimos doce (12) meses. No obstante, se introducen ajustes puntuales orientados a mejorar la consistencia técnica del esquema, su capacidad de discriminación entre perfiles de consumo y la señal económica asociada al uso de la red.

En particular, el régimen adoptado para el período 2025–2030 incorpora dentro del cálculo del consumo promedio mensual los registros de consumo iguales a cero, a los fines de determinar la franja CUR correspondiente a cada usuario. Asimismo, se redefine la estructura de franjas aplicable a la categoría, procurando una mejor distribución del universo de usuarios entre los distintos niveles de cargo fijo asociado al uso de red. Adicionalmente, se mantiene el **Cargo por Exceso de Consumo** para consumos elevados, excluyendo expresamente de su aplicación a los beneficiarios de Tarifa Social Eléctrica.

**Principales modificaciones**

Las principales modificaciones adoptadas por el ERSEPT para la categoría T1-R son las siguientes:

a) **Inclusión de consumos iguales a cero en el cálculo del promedio mensual de los últimos doce (12) meses**

A partir del nuevo período tarifario, el promedio mensual utilizado para determinar la franja de CUR se calculará considerando la totalidad de los meses del período de referencia, incluyendo aquellos en los que se registren consumos iguales a cero. Este ajuste metodológico procura mejorar la consistencia del indicador utilizado para la asignación del cargo fijo de red.

b) **Redefinición de las franjas de Cargo de Uso de Red (CUR)**
Se propone la siguiente estructura de franjas para la categoría T1-R, definidas sobre la base del consumo promedio mensual de los últimos doce (12) meses:

- **C1:** 0 a 150 kWh/mes
- **C2:** 151 a 275 kWh/mes
- **C3:** 276 a 500 kWh/mes
- **C4:** más de 500 kWh/mes

Lic. LAIA A. KALIMAN
UNIDAD DE TARIFAS - G.A.E.
ERSEPT

Mag. DANON ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

ERSEPT FOLIO 3382

**b) Mantenimiento del Cargo por Exceso de Consumo**

Se mantiene el Cargo por Exceso de Consumo aplicable a usuarios de altos niveles de consumo, conforme a los valores que se definan al momento de aprobación de los cuadros tarifarios, dejando expresamente excluidos a los usuarios beneficiarios de Tarifa Social Eléctrica.

**Fundamento regulatorio**

La incorporación de los consumos iguales a cero al cálculo del promedio mensual de los últimos doce (12) meses responde a mejorar el diseño de incentivos del régimen tarifario. En efecto, si dichos registros fueran excluidos del promedio, podrían generarse incentivos no deseados para mantener consumos mínimos o artificiales en determinados períodos con el objeto de alterar el cálculo del promedio relevante para la asignación del CUR. Ello resultaría inconsistente con un esquema que busca reflejar el uso efectivo de la red y podría inducir comportamientos ineficientes o meramente estratégicos. En cambio, la incorporación de todos los meses del período, incluidos aquellos con consumo nulo, fortalece la objetividad del criterio, reduce posibilidades de arbitraje por parte del usuario y mejora la trazabilidad regulatoria del mecanismo de asignación.

Por su parte, la redefinición de las franjas CUR procura mejorar la capacidad del régimen para discriminar entre perfiles de consumo diferenciados y asignar de manera más razonable los costos asociados al uso de la red. Del análisis efectuado surge que, bajo el esquema anterior, existía una concentración significativa de usuarios en la franja intermedia, lo que limitaba la capacidad del régimen para reflejar adecuadamente la heterogeneidad existente dentro del universo residencial. En este sentido, la nueva estructura de franjas permite una segmentación más equilibrada y consistente con el objetivo regulatorio de aproximar el cargo fijo al patrón de utilización del servicio.

En cuanto al Cargo por Exceso de Consumo, su mantenimiento responde a la necesidad de preservar una señal económica adicional orientada a desalentar niveles particularmente elevados de consumo residencial, reforzando objetivos de eficiencia energética y razonabilidad distributiva. La exclusión de los beneficiarios de Tarifa Social se fundamenta en criterios de protección al usuario vulnerable y en la necesidad de evitar superposiciones con instrumentos de política tarifaria focalizada.

**Aclaraciones operativas**

El análisis de sensibilidad efectuado sobre la incorporación de consumos iguales a cero muestra que el impacto distributivo del cambio metodológico es acotado. De acuerdo con la evaluación realizada sobre el universo de usuarios residenciales correspondiente al año 2024, menos del 1% de los suministros modifica su franja CUR como consecuencia de este ajuste, lo que permite concluir que la modificación mejora la consistencia del esquema sin generar alteraciones significativas en su aplicación práctica.

Asimismo, la implementación del nuevo esquema de franjas y del criterio de promedio mensual deberá reflejarse de manera expresa en los procedimientos de facturación y en la formulación del cuadro tarifario correspondiente, a fin de asegurar claridad operativa y adecuada información al usuario.

AIA A. KALIMAN
E TARIFAL - G.A.E.
ERSEPT

Mag. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

ERSEPT FOLIO 3883

## 4.2 Tarifa T1-RP

**Criterio adoptado por ERSEPT**

Para la categoría **T1-RP – Pequeñas Demandas de Uso Residencial con Medición de Potencia**, el ERSEPT adopta como criterio mantener la estructura general vigente para los suministros residenciales con medición de potencia, introduciendo como adecuación principal la ampliación del acceso al régimen de **Generación Distribuida** a todos los usuarios residenciales, con independencia de que cuenten o no con medición de potencia. En consecuencia, la posibilidad de inyección a la red no quedará restringida exclusivamente a los suministros encuadrados en T1-RP, sino que se articulará con el régimen específico de Generación Distribuida aplicable a usuarios residenciales.

Fuera de esta adecuación, se mantiene el resto de la lógica estructural de la categoría, en tanto no se identifican fundamentos suficientes para introducir modificaciones adicionales en su configuración tarifaria dentro del presente período regulatorio.

**Principales modificaciones**

La principal modificación adoptada por el ERSEPT para la categoría T1-RP consiste en desvincular el acceso al régimen de Generación Distribuida de la sola existencia de medición de potencia en el suministro residencial. Bajo el criterio adoptado, tanto los usuarios encuadrados en **T1-R** como aquellos encuadrados en **T1-RP** podrán acceder al régimen de inyección de excedentes a la red, conforme a las condiciones técnicas, comerciales y de medición que se establezcan en la regulación específica de Generación Distribuida.

En lo demás, se mantiene sin cambios sustanciales la configuración tarifaria aplicable a los usuarios residenciales con medición de potencia.

**Fundamento regulatorio**

La adecuación introducida responde a un criterio de mayor coherencia regulatoria entre la estructura tarifaria residencial y el régimen específico aplicable a la Generación Distribuida. Limitar la posibilidad de inyección de excedentes únicamente a usuarios residenciales con medición de potencia implicaría establecer una restricción regulatoria que no necesariamente se justifica por la naturaleza del usuario ni por los objetivos de promoción de la generación distribuida de pequeña escala.

Desde el punto de vista tarifario, la existencia o no de medición de potencia no debe operar, por sí sola, como barrera de acceso a la posibilidad de autogeneración e inyección, siempre que se verifiquen las condiciones técnicas, de medición y de seguridad necesarias para la correcta registración de la energía demandada e inyectada. En este sentido, el criterio adoptado por el ERSEPT procura evitar segmentaciones innecesarias dentro del universo residencial y asegurar que el tratamiento tarifario de la Generación Distribuida resulte consistente entre subcategorías que, desde el punto de vista del uso del suministro, pertenecen a un mismo segmento regulatorio.

Asimismo, esta adecuación contribuye a una mejor articulación entre el Régimen Tarifario y el régimen específico de Generación Distribuida, evitando superposiciones normativas o

Lic. LAIA A. KALIMAN
UNIDAD DE TARIFAS - G.A.E.
ERSEPT

Mag. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

ERSEPT FOLIO 3334

restricciones tarifarias que podrían dificultar la implementación homogénea del esquema adoptado para el período 2025–2030.

**Aclaraciones operativas**

La habilitación del acceso al régimen de Generación Distribuida para usuarios residenciales sin medición de potencia no altera, por sí misma, las exigencias técnicas y de medición que resulten necesarias para la correcta implementación del esquema. Dichos aspectos deberán ajustarse a las condiciones específicas previstas en la normativa y en el régimen particular de Generación Distribuida aplicable al período tarifario.

En consecuencia, la presente definición debe interpretarse en coordinación con las disposiciones técnicas, comerciales y operativas que regulen la conexión, medición, registración de excedentes e inyección a red por parte de usuarios-generadores residenciales.

## 4.3 Tarifa T1-RC

**Criterio adoptado por ERSEPT**

Para la categoría **T1-RC – Pequeñas Demandas de Uso Residencial Colectivo**, el ERSEPT adopta un criterio de continuidad estructural respecto del régimen vigente, manteniendo la lógica general de segmentación por **Cargo de Uso de Red (CUR)** en función del consumo promedio mensual de los últimos doce (12) meses. Al igual que en la categoría T1-R, se introduce como ajuste principal la incorporación de los consumos iguales a cero dentro del cálculo del promedio utilizado para la determinación de la franja correspondiente.

Fuera de esta adecuación metodológica, no se proponen modificaciones sustantivas adicionales para la categoría, en tanto no se advierten fundamentos suficientes para alterar su configuración tarifaria general durante el período 2025–2030.

**Principales modificaciones**

La principal modificación adoptada para la categoría T1-RC consiste en que el promedio mensual de los últimos doce (12) meses, utilizado para asignar la franja de CUR, se calculará considerando la totalidad de los meses del período, incluyendo aquellos en los que se registren consumos iguales a cero.

En lo demás, se mantiene sin cambios sustanciales la estructura general de la categoría y sus reglas de aplicación.

**Fundamento regulatorio**

La incorporación de los consumos iguales a cero al promedio mensual de referencia responde a los mismos criterios regulatorios aplicables a la categoría residencial individual. En particular, si el CUR procura reflejar el patrón efectivo de utilización de la red a lo largo del tiempo, el promedio relevante debe construirse sobre la totalidad del período de observación y no únicamente sobre los meses con consumo positivo.

La exclusión de registros iguales a cero introduciría un sesgo metodológico al sobreestimar el consumo promedio de suministros con uso discontinuo, parcial o intermitente, afectando la razonabilidad del criterio de asignación del cargo fijo de red. En cambio, su incorporación mejora

Lic. LAIA A. KALIMAN
UNIDAD DE TARIFAS - G.A.E.
ERSEPT

Mag. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

ERSEPT FOLIO 3335

la representatividad del indicador, fortalece la objetividad del régimen y reduce posibilidades de arbitraje o distorsión en la determinación de la franja tarifaria.

Asimismo, desde la perspectiva de los incentivos, excluir los consumos nulos podría generar señales inadecuadas, al favorecer comportamientos orientados a alterar artificialmente el promedio de referencia en lugar de reflejar el uso real del suministro. La inclusión de todos los meses del período, incluidos aquellos con consumo cero, contribuye así a una aplicación más consistente, estable y verificable del régimen.

**Aclaraciones operativas**

El análisis de sensibilidad realizado muestra que la incorporación de los consumos iguales a cero genera un impacto distributivo acotado dentro de esta categoría, lo que confirma que se trata de un ajuste metodológico orientado principalmente a mejorar la consistencia del esquema sin alterar sustancialmente su funcionamiento práctico.

La implementación de esta modificación deberá reflejarse expresamente en los procedimientos de facturación y en la formulación del cuadro tarifario correspondiente, a fin de asegurar claridad operativa y adecuada trazabilidad en la asignación de las franjas CUR.

## 4.4 Tarifa T1-G

**Criterio adoptado por ERSEPT**

Para la categoría **T1-G – Pequeñas Demandas de Uso General en Baja Tensión**, el ERSEPT adopta un criterio de continuidad estructural respecto del régimen vigente, manteniendo la segmentación por **Cargo de Uso de Red (CUR)** en función del consumo promedio mensual de los últimos doce (12) meses. No obstante, se introducen adecuaciones puntuales orientadas a mejorar la consistencia del esquema, su capacidad de discriminación entre perfiles de consumo y la correcta separación entre los componentes de abastecimiento y de distribución dentro de la estructura tarifaria.

En particular, al igual que en las categorías residenciales, se incorpora dentro del cálculo del promedio mensual la totalidad de los meses del período de referencia, incluyendo aquellos con consumos iguales a cero. Asimismo, se redefine la estructura de franjas CUR aplicable a la categoría, incorporando una segmentación adicional en los tramos de mayor consumo, con el objeto de mejorar la correspondencia entre patrones de uso y cargos asignados.

**Principales modificaciones**

Las principales modificaciones adoptadas por el ERSEPT para la categoría T1-G son las siguientes:

a) **Inclusión de consumos iguales a cero en el cálculo del promedio mensual de los últimos doce (12) meses**

El promedio mensual utilizado para la asignación de la franja CUR se calculará sobre la base de la totalidad del período de referencia, incluyendo los meses en que se registren consumos iguales a cero.

b) **Redefinición de las franjas de Cargo de Uso de Red (CUR)**

Se adopta la siguiente estructura de franjas para la categoría T1-G, definidas según el consumo promedio mensual de los últimos doce (12) meses:

Lic. LAIA A. KALIMAN
UNIDAD DE TARIFAS - G.A.E.
ERSEPT

Mag. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

- **C1:** 0 a 150 kWh/mes
- **C2:** 151 a 300 kWh/mes
- **C3:** 301 a 1000 kWh/mes
- **C4:** 1001 a 1100 kWh/mes
- **C5:** más de 1100 kWh/mes

**Fundamento regulatorio**

La incorporación de los consumos iguales a cero al promedio mensual de referencia responde a La incorporación de los consumos iguales a cero al cálculo del promedio mensual de los últimos doce (12) meses responde a mejorar el diseño de incentivos del régimen tarifario. En efecto, si dichos registros fueran excluidos del promedio, podrían generarse incentivos no deseados para mantener consumos mínimos o artificiales en determinados períodos con el objeto de alterar el cálculo del promedio relevante para la asignación del CUR. Ello resultaría inconsistente con un esquema que busca reflejar el uso efectivo de la red y podría inducir comportamientos ineficientes o meramente estratégicos. En cambio, la incorporación de todos los meses del período, incluidos aquellos con consumo nulo, fortalece la objetividad del criterio, reduce posibilidades de arbitraje por parte del usuario y mejora la trazabilidad regulatoria del mecanismo de asignación.

Por su parte, la redefinición de las franjas CUR responde a la necesidad de mejorar la capacidad del régimen para discriminar entre perfiles de consumo diferenciados dentro de una categoría que presenta una dispersión significativa de niveles de demanda. La existencia de un tramo amplio de usuarios con consumos heterogéneos dentro del esquema previo reducía la capacidad del régimen para asignar de manera más precisa los cargos asociados al uso de red. En este marco, la incorporación de una segmentación adicional en los niveles superiores de consumo procura mejorar la consistencia distributiva del régimen sin alterar su lógica estructural.

**Aclaraciones operativas**

La nueva estructura de franjas deberá reflejarse expresamente en la formulación del cuadro tarifario y en los sistemas de facturación correspondientes, asegurando una correcta identificación del cargo aplicable a cada usuario en función de su promedio mensual de consumo.

Asimismo, dado que la segmentación adicional se concentra en los niveles superiores de consumo, su implementación deberá acompañarse con la correspondiente validación de consistencia en la base comercial y en los parámetros utilizados para la asignación automática de las franjas CUR, a fin de evitar errores operativos o inconsistencias de clasificación.

Lic. LAIA A. KALIMAN
UNIDAD DE TARIFAS - G.A.E.
ERSEPT

Mag. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

## 4.5 Tarifa T1-GP

**Criterio adoptado por ERSEPT**

Para la categoría **T1-GP – Pequeñas Demandas de Uso General con Medición de Potencia**, el ERSEPT adopta como criterio mantener la estructura general vigente para los suministros no residenciales de pequeña demanda con medición de potencia, introduciendo como adecuación principal la ampliación del acceso al régimen de **Generación Distribuida** a todos los pequeños usuarios no residenciales, con independencia de que cuenten o no con medición de potencia. En consecuencia, la posibilidad de inyección a la red no quedará restringida exclusivamente a los suministros encuadrados en T1-GP, sino que se articulará con el régimen específico de Generación Distribuida aplicable a pequeños usuarios no residenciales.

Fuera de esta adecuación, se mantiene el resto de la lógica estructural de la categoría, en tanto no se identifican fundamentos suficientes para introducir modificaciones adicionales en su configuración tarifaria dentro del presente período regulatorio.

**Principales modificaciones**

La principal modificación adoptada por el ERSEPT para la categoría T1-GP consiste en desvincular el acceso al régimen de Generación Distribuida de la sola existencia de medición de potencia en el suministro de pequeña demanda no residencial. Bajo el criterio adoptado, tanto los usuarios encuadrados en **T1-G** como aquellos encuadrados en **T1-GP** podrán acceder al régimen de inyección de excedentes a la red, conforme a las condiciones técnicas, comerciales y de medición que se establezcan en la regulación específica de Generación Distribuida.

En lo demás, se mantiene sin cambios sustanciales la configuración tarifaria aplicable a los pequeños usuarios no residenciales con medición de potencia.

**Fundamento regulatorio**

La adecuación introducida responde a un criterio de mayor coherencia regulatoria entre la estructura tarifaria de pequeñas demandas de uso general y el régimen específico aplicable a la Generación Distribuida. Limitar la posibilidad de inyección de excedentes únicamente a usuarios con medición de potencia implicaría establecer una restricción tarifaria que no necesariamente se justifica por la naturaleza del suministro ni por los objetivos regulatorios de promover el desarrollo ordenado de la generación distribuida de pequeña escala.

Desde el punto de vista tarifario, la existencia o no de medición de potencia no debe operar, por sí sola, como barrera de acceso al régimen de autogeneración e inyección, siempre que se verifiquen las condiciones técnicas, de medición y de seguridad necesarias para la correcta registración de la energía demandada e inyectada. En este sentido, el criterio adoptado por el ERSEPT procura evitar segmentaciones innecesarias dentro del universo de pequeños usuarios no residenciales y asegurar que el tratamiento tarifario de la Generación Distribuida resulte consistente entre subcategorías que, desde el punto de vista económico y funcional, integran un mismo segmento regulatorio.

Asimismo, esta adecuación contribuye a una mejor articulación entre el Régimen Tarifario y el régimen específico de Generación Distribuida, evitando superposiciones normativas o

Lic. LAIA A. KALIMAN
UNIDAD DE TARIFAS - G.A.E.
ERSEPT

Mag. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

ERSEPT FOLIO 3388

restricciones tarifarias que podrían dificultar la implementación homogénea del esquema adoptado para el período 2025–2030.

**Aclaraciones operativas**

La habilitación del acceso al régimen de Generación Distribuida para pequeños usuarios no residenciales sin medición de potencia no altera, por sí misma, las exigencias técnicas y de medición que resulten necesarias para la correcta implementación del esquema. Dichos aspectos deberán ajustarse a las condiciones específicas previstas en la normativa y en el régimen particular de Generación Distribuida aplicable al período tarifario.

En consecuencia, la presente definición debe interpretarse en coordinación con las disposiciones técnicas, comerciales y operativas que regulen la conexión, medición, registración de excedentes e inyección a red por parte de usuarios-generadores comprendidos en este segmento.

## 4.6 4.6 Tarifa T2

**Criterio adoptado por ERSEPT**

Para la categoría **T2 – Medianas Demandas**, el ERSEPT adopta un criterio de continuidad respecto de la estructura tarifaria vigente, manteniendo el esquema general de facturación aplicado durante el período tarifario anterior. En este sentido, no se introducen modificaciones sustantivas en la configuración de la categoría, por considerarse que su diseño actual resulta compatible con la naturaleza del suministro, con los criterios generales de asignación de costos y con la operatividad comercial del régimen tarifario.

**Principales modificaciones**

No se proponen modificaciones estructurales relevantes para la categoría T2 en el marco del período tarifario 2025–2030. En consecuencia, se mantiene la lógica general vigente de cargos y facturación aplicable a este segmento de usuarios.

**Fundamento regulatorio**

La decisión de mantener sin cambios sustanciales la estructura tarifaria de la categoría T2 responde a un criterio de prudencia regulatoria y continuidad metodológica. Del análisis efectuado no surgen elementos que justifiquen una modificación del régimen vigente para este segmento, ni desde el punto de vista de la señal económica, ni en términos de consistencia distributiva, ni en materia de implementación operativa.

Asimismo, la preservación del esquema vigente contribuye a mantener estabilidad regulatoria en una categoría que no presenta, en el marco del análisis realizado, desvíos significativos que requieran corrección específica. En este sentido, la continuidad del régimen resulta consistente con los principios de razonabilidad, transparencia y previsibilidad que deben orientar el diseño tarifario del período.

**Aclaraciones operativas**

La continuidad del régimen aplicable a la categoría T2 implica mantener las condiciones generales de facturación, cargos y parámetros operativos definidos en el marco tarifario vigente,

Lic. LAIA A. KALIMAN
UNIDAD DE TARIFAS - G.A.E.
ERSEPT

Mag. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

ERSEPT FOLIO 3289

sin perjuicio de las actualizaciones que correspondan en los valores del cuadro tarifario como consecuencia de la determinación del VAD y de los mecanismos generales de actualización aplicables al período 2025–2030.

## 4.7 Tarifa T4

**Criterio adoptado por ERSEPT**

Para la categoría T4 – Grandes Demandas, el ERSEPT adopta un criterio de modificación parcial del régimen vigente en materia de Capacidad de Suministro, señal de potencia y tratamiento de los períodos de máxima exigencia del sistema, preservando en lo demás la estructura general aplicable a la categoría.

En particular, se adopta una reformulación del tratamiento tarifario de la capacidad de suministro con el objeto de mejorar la señal económica asociada a la potencia demandada y alinearla con las condiciones efectivas de máxima solicitación del sistema eléctrico provincial. Bajo este criterio, se reemplaza la lógica previa basada en la diferenciación entre potencia en punta y fuera de punta por una definición más simple y transparente de capacidad de suministro, complementada con un esquema específico de **Ventana Crítica (VC)** y un beneficio asociado a la reducción o modulación de demanda en los períodos de mayor exigencia del sistema.

Asimismo, se introducen precisiones respecto del acceso y permanencia en el **Régimen Estacional**, así como criterios vinculados a **Gestión de Demanda**, procurando compatibilizar los beneficios tarifarios con señales efectivas de alivio del sistema en los períodos críticos.

**Principales modificaciones**

Las principales modificaciones adoptadas por el ERSEPT para la categoría T4 son las siguientes:

a) **Redefinición de la Capacidad de Suministro**

Se adopta una definición unificada de **Capacidad de Suministro**, entendida como la potencia en kW, promedio de 15 minutos consecutivos, que la distribuidora pondrá a disposición del usuario en cada punto de entrega, sin distinción por tramo horario. En consecuencia, esta definición reemplaza la diferenciación anterior entre capacidad de suministro en horas de punta y fuera de punta.

b) **Transición desde el régimen vigente**

Al momento de entrada en vigencia del nuevo régimen, la nueva Capacidad de Suministro Convenida de cada usuario se determinará como el mayor valor entre las capacidades de suministro contratadas bajo el régimen anterior. En aquellos casos en que existieran valores diferenciados entre punta y fuera de punta, la potencia previamente contratada en punta será considerada, a los fines del nuevo esquema, como referencia para la **Potencia Comprometida en Ventana Crítica**, en tanto corresponda.

c) **Reformulación del criterio de transgresión de potencia**

Se establece que existirá transgresión cuando, dentro del período de facturación, el usuario opere una potencia superior a la capacidad de suministro convenida o, en su caso, una potencia superior a la comprometida en Ventana Crítica. La lógica del nuevo régimen busca preservar la

Lic. LAIA A. KALIMAN
UNIDAD DE TARIFAS - G.A.E.
ERSEPT

Mag. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

ERSEPT FOLIO 3890

señal económica asociada a la potencia efectivamente requerida por el usuario, incorporando además un control específico sobre el comportamiento en los períodos críticos del sistema.

**d) Incorporación del Beneficio por Eficiencia en Horas Críticas**

Se adopta un beneficio tarifario aplicable a usuarios que se comprometan a demandar, durante las horas definidas como **Ventana Crítica (VC)**, una potencia inferior a su capacidad de suministro convenida. El beneficio consistirá en un crédito tarifario vinculado a la diferencia entre la capacidad contratada y la mayor entre la potencia comprometida y la potencia efectivamente registrada en VC, valorizado según los cargos correspondientes y aplicado con un coeficiente diferencial por nivel de tensión.

**e) Definición transicional de Ventana Crítica**

Con el objeto de permitir una transición gradual desde el régimen anterior hacia uno mejor alineado con el patrón real de máxima exigencia del sistema tucumano, se establece una definición escalonada de VC:

- hasta diciembre de 2027, la VC se corresponderá con las horas de punta de los meses de abril a septiembre;
- a partir de enero de 2028, la VC se definirá entre las 12:00 y las 19:00 horas de los meses de octubre a marzo.

Asimismo, se prevé la posibilidad de revisar esta definición en el futuro, con periodicidad acotada y debida antelación.

**f) Adecuación del Régimen Estacional**

Se introduce una aclaración respecto del acceso al Régimen Estacional, permitiendo su aplicación a determinados usuarios comerciales que, aun sin encuadrar en una interpretación estricta previa, presenten un comportamiento de demanda compatible con la lógica del beneficio.

**g) Incorporación de criterios de Gestión de Demanda asociados a beneficios tarifarios**

Se prevé la incorporación de condiciones vinculadas a gestión de demanda para aquellos usuarios que accedan o permanezcan en el beneficio de estacionalidad cuando sus máximas demandas se verifiquen en el período de mayor exigencia del sistema. Ello procura asegurar coherencia entre los beneficios tarifarios otorgados y el comportamiento esperado del usuario en contextos críticos de operación.

**Fundamento regulatorio**

La reformulación de la Capacidad de Suministro en la categoría T4 responde a la necesidad de mejorar la señal económica asociada a la potencia demandada y alinearla con la estructura actual de exigencia del sistema eléctrico provincial. El esquema previo, basado en la diferenciación entre horas de punta y fuera de punta, respondía a una lógica tarifaria históricamente consistente con determinadas configuraciones del sistema, pero no necesariamente refleja con precisión suficiente los períodos efectivos de mayor estrés de la red en las condiciones actuales de operación.

Lic. LAIA A. KALIMAN
DE TARIFAS - G.A.E.
ERSEPT

Mag. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

ERSEPT FOLIO 3891

En este sentido, el criterio adoptado por el ERSEPT procura simplificar la señal de potencia y, al mismo tiempo, complementarla con un instrumento específico que capture el comportamiento del usuario en las horas efectivamente críticas para el sistema. La creación de una **Ventana Crítica** y de un beneficio tarifario asociado a la eficiencia en dicho período permite orientar mejor los incentivos económicos, reconociendo a aquellos usuarios que moderen o desplacen su demanda cuando ello genera alivio efectivo sobre la infraestructura de distribución y transporte.

Desde el punto de vista regulatorio, esta adecuación resulta consistente con los principios de causalidad de costos y eficiencia económica. En particular, cuando la demanda máxima del sistema se concentra en períodos específicos del año y del día, corresponde que el régimen tarifario incorpore señales más precisas para reflejar dicha situación, evitando diseños que remuneren de manera insuficientemente diferenciada comportamientos de demanda con impacto distinto sobre la red.

La transición prevista para la definición de la Ventana Crítica responde, a su vez, a un criterio de gradualidad y razonabilidad regulatoria. El esquema adoptado permite migrar desde la lógica del régimen anterior hacia una señal más alineada con el patrón de máxima solicitación observado en Tucumán, evitando una ruptura abrupta del marco tarifario aplicable a grandes usuarios y facilitando la adaptación comercial y operativa del nuevo régimen.

En cuanto al Régimen Estacional y a los componentes de Gestión de Demanda, el criterio adoptado procura asegurar que los beneficios tarifarios vinculados a perfiles estacionales de consumo conserven consistencia económica con la estabilidad del sistema. En particular, cuando determinados usuarios registran máximas demandas en períodos de mayor criticidad, resulta razonable condicionar el acceso o permanencia en beneficios específicos a la existencia de compromisos compatibles con la reducción o moderación de dicha exigencia sobre la red.

**Aclaraciones operativas**

La implementación del nuevo esquema de Capacidad de Suministro, Ventana Crítica, beneficio por eficiencia y transgresión asociada requerirá una adecuación expresa en los procedimientos de medición, facturación y control comercial aplicables a la categoría T4, así como una correcta definición en los cuadros tarifarios correspondientes de los parámetros económicos involucrados.

Asimismo, la transición entre el régimen vigente y el régimen adoptado para el período 2025–2030 deberá instrumentarse de manera tal que permita identificar con claridad la capacidad convenida de cada usuario, la eventual potencia comprometida en VC y las condiciones de acceso a los beneficios o recargos asociados. Las precisiones técnicas y operativas necesarias para su correcta implementación deberán quedar reflejadas en la reglamentación tarifaria y comercial correspondiente, evitando ambigüedades interpretativas o dificultades de aplicación práctica.

Lic. LAIA A. KALIMAN
UNIDAD DE TARIFAS - G.A.E.
ERSEPT

Mag. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

ERSEPT FOLIO 3892

## 4.8 Tarifa T5

**Criterio adoptado por ERSEPT**

Para la categoría **T5 – Medianas Demandas en Peaje**, el ERSEPT adopta un criterio de continuidad respecto de la estructura tarifaria vigente, manteniendo su tratamiento general en correspondencia con la lógica aplicable a la categoría T2, en tanto ambas comparten criterios análogos en materia de facturación de capacidad y energía dentro del régimen tarifario.

En consecuencia, no se introducen modificaciones estructurales relevantes en la configuración de la tarifa T5 para el período 2025–2030, más allá de las precisiones necesarias para asegurar coherencia con el resto del régimen tarifario vigente.

**Principales modificaciones**

No se proponen modificaciones sustantivas en la estructura tarifaria de la categoría T5. No obstante, se considera conveniente explicitar que el **Régimen Estacional** aplicable a esta tarifa mantiene una lógica equivalente a la prevista para la categoría T2, a fin de evitar ambigüedades interpretativas y reforzar la consistencia interna del régimen tarifario.

**Fundamento regulatorio**

La decisión de mantener la estructura general vigente para la categoría T5 responde a un criterio de prudencia regulatoria, continuidad metodológica y consistencia con la naturaleza del servicio prestado bajo régimen de peaje. Del análisis técnico efectuado no surgen fundamentos suficientes para alterar su diseño tarifario general, ni desde el punto de vista de la señal económica, ni en términos de implementación comercial o consistencia con la arquitectura general del régimen.

Asimismo, la aclaración relativa al Régimen Estacional tiene por objeto reforzar la trazabilidad normativa del esquema y evitar interpretaciones divergentes sobre la aplicación de beneficios o condiciones que, por analogía funcional y tarifaria, deben seguir la lógica establecida para la categoría T2.

**Aclaraciones operativas**

La continuidad del régimen aplicable a la categoría T5 implica mantener las condiciones generales de facturación, cargos y parámetros operativos definidos en el marco tarifario vigente, sin perjuicio de las actualizaciones que correspondan en los valores del cuadro tarifario como consecuencia de la determinación del VAD y de los mecanismos generales de actualización aplicables al período 2025–2030.

## 4.9 Tarifa T6

**Criterio adoptado por ERSEPT**

Para la categoría **T6 – Grandes Demandas en Peaje**, el ERSEPT adopta un criterio de continuidad estructural respecto de la lógica general vigente, manteniendo su correspondencia con el tratamiento tarifario aplicable a la categoría **T4** en materia de capacidad de suministro, señal de potencia y régimen estacional, en tanto se trata de usuarios de gran demanda cuya estructura

Lic. LAIA A. KALIMAN
JEFA DE TARIFAS - G.A.E.
ERSEPT

Mag. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

ERSEPT FOLIO 3893

tarifaria debe preservar coherencia con los incentivos y señales económicas aplicables al segmento.

En este sentido, las adecuaciones introducidas para la categoría T4 en materia de **Capacidad de Suministro, Ventana Crítica, transgresión de potencia** y beneficios asociados a la eficiencia en períodos de máxima exigencia del sistema resultan aplicables, en lo pertinente, a la categoría T6, resguardando la consistencia del diseño tarifario para usuarios de gran demanda bajo régimen de peaje.

**Principales modificaciones**

Las principales modificaciones adoptadas para la categoría T6 consisten en:

a) **Aplicación de la lógica de capacidad de suministro definida para T4**

Se mantiene la correspondencia regulatoria entre T6 y T4 en lo relativo al tratamiento de la capacidad de suministro, la señal de potencia y los criterios de transgresión aplicables.

b) **Aplicación equivalente del Régimen Estacional**

Se aclara expresamente que el Régimen Estacional aplicable a la categoría T6 deberá seguir la misma lógica general prevista para la categoría T4, a fin de preservar consistencia normativa y operativa dentro del universo de grandes demandas.

c) **Extensión de precisiones normativas en materia de mora y recargos**

Se incorpora una aclaración expresa en materia de recargos por mora para la categoría T6, extendiendo el criterio ya previsto para las Tarifas N° 3, 4 y 5, a fin de evitar vacíos interpretativos en su aplicación.

**Fundamento regulatorio**

La decisión de mantener una correspondencia estrecha entre las categorías T4 y T6 responde a la necesidad de preservar coherencia entre estructuras tarifarias que, aun diferenciadas por la modalidad de acceso o uso de red, comparten rasgos sustantivos en términos de tamaño de demanda, relevancia de la señal de potencia y necesidad de reflejar adecuadamente el costo de utilización de la infraestructura.

Desde el punto de vista regulatorio, no resultaría consistente que usuarios de gran demanda sujetos a regímenes tarifarios análogos enfrenten señales sustancialmente distintas en materia de capacidad, transgresión o estacionalidad cuando tales señales responden a fundamentos sistémicos comunes, particularmente en contextos de máxima solicitación del sistema. En consecuencia, el tratamiento de la tarifa T6 debe preservar, en lo pertinente, la misma lógica general adoptada para T4.

Asimismo, la explicitación del criterio aplicable en materia de Régimen Estacional y recargos por mora contribuye a reforzar la claridad normativa del régimen, evitando vacíos o ambigüedades interpretativas en aspectos que requieren aplicación homogénea y trazable.

Lic. LAIA A. KALIMAN
UNIDAD DE TARIFAS - G.A.E.
ERSEPT

Mag. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

ERSEPT FOLIO 3894

**Aclaraciones operativas**

La aplicación de las adecuaciones adoptadas para T4 a la categoría T6 deberá instrumentarse de manera consistente en los procedimientos de facturación, medición y control correspondientes a usuarios en peaje, atendiendo a las particularidades propias de esta modalidad tarifaria.

Asimismo, toda precisión relativa a capacidad de suministro, Ventana Crítica, beneficios asociados a eficiencia y régimen estacional deberá quedar debidamente reflejada en el cuadro tarifario y en la reglamentación operativa aplicable, a fin de asegurar uniformidad de criterio y adecuada implementación comercial.

# 5. Parámetros y metodología para la determinación del Cuadro Tarifario

## 5.1 Criterio general

La determinación del Cuadro Tarifario para el período 2025–2030 se sustenta en la metodología general adoptada en la Revisión Tarifaria Integral anterior, en tanto se considera que su estructura básica continúa resultando compatible con las características actuales de la demanda, con la arquitectura general del régimen tarifario y con los principios regulatorios aplicables al servicio público de distribución de energía eléctrica.

En este marco, el criterio adoptado por el ERSEPT consiste en mantener, con carácter general, los parámetros y relaciones técnicas utilizados para la construcción del Cuadro Tarifario vigente, introduciendo únicamente aquellas modificaciones que resultan necesarias como consecuencia de cambios específicos en la estructura de categorías, en la definición de franjas de Cargo de Uso de Red o en otros aspectos puntuales del régimen tarifario que así lo requieran.

Este enfoque responde a un criterio de prudencia regulatoria, consistencia metodológica y estabilidad del régimen. En particular, cuando no se verifican cambios significativos en los patrones de demanda o en la estructura general de utilización de la red que justifiquen una recalibración integral de los parámetros tarifarios, resulta razonable preservar aquellos valores que ya fueron determinados sobre bases técnicas consistentes y cuya continuidad no genera distorsiones relevantes en la asignación de costos entre categorías de usuarios.

## 5.2 Parámetros mantenidos

Sobre la base del análisis realizado, el ERSEPT considera que los parámetros utilizados en la determinación del Cuadro Tarifario durante el período tarifario anterior mantienen, en términos generales, validez técnica y consistencia regulatoria para su utilización en la RTI 2025–2030.

En consecuencia, se adoptan sin modificaciones sustantivas los parámetros estructurales que intervienen en la determinación del Cuadro Tarifario, incluyendo, entre otros, los factores de coincidencia, factores de responsabilidad, factores de carga y demás coeficientes técnicos utilizados para la asignación de costos entre categorías tarifarias, en tanto no se identifican

Lic. LAIA A. KALIMAN
UNIDAD DE TARIFAS - G.A.E.
ERSEPT

Mag. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

ERSEPT FOLIO 3895

variaciones significativas en el comportamiento de la demanda que ameriten su redefinición integral.

Este criterio se apoya en la evaluación de la información técnica disponible para el año 2024, de la cual surge que las curvas de carga observadas por categoría tarifaria presentan, en términos generales, un comportamiento compatible con el considerado en la determinación de los parámetros utilizados en la RTI 2020–2025. En este sentido, no se advierten fundamentos suficientes para desplazar la metodología previamente adoptada ni para recalcular de manera general los parámetros de construcción del Cuadro Tarifario.

## 5.3 Parámetros ajustados

Sin perjuicio de la continuidad general del enfoque metodológico, el ERSEPT introduce ajustes puntuales en aquellos casos en los que las modificaciones adoptadas en el régimen tarifario requieren adecuaciones específicas en la construcción del Cuadro Tarifario.

En particular, los cambios en las franjas de Cargo de Uso de Red para las categorías **T1-R** y **T1-G** implican la necesidad de recalibrar los parámetros directamente asociados a dicha segmentación, exclusivamente en la medida necesaria para reflejar la nueva estructura de cargos adoptada. Estas adecuaciones no alteran la lógica general de la metodología de construcción del Cuadro Tarifario, sino que constituyen ajustes parciales derivados de modificaciones específicas del régimen tarifario.

Fuera de estos supuestos, no se adoptan recalibraciones generales de parámetros, en tanto el análisis técnico no justifica alterar la base metodológica general utilizada para la asignación de costos tarifarios.

## 5.4 Consideraciones sobre la información de caracterización de carga

En el marco de la presente RTI, se consideró la información contenida en el estudio de caracterización de carga elaborado para EDET S.A., correspondiente al año 2024, con el objeto de verificar la consistencia de los patrones de demanda observados respecto de los utilizados como base en la RTI anterior.

Del análisis realizado surge que el comportamiento general de las curvas de carga por categoría tarifaria no presenta diferencias de magnitud tal que justifiquen, por sí mismas, una modificación integral de la metodología ni de los parámetros estructurales utilizados para la determinación del Cuadro Tarifario. En consecuencia, el ERSEPT concluye que la metodología previamente utilizada continúa resultando adecuada para el período tarifario 2025–2030, sin perjuicio de las adecuaciones puntuales introducidas en aquellos segmentos del régimen en los que se adoptan cambios específicos.

Desde el punto de vista regulatorio, este criterio resulta consistente con un enfoque de prudencia metodológica, en tanto evita recalibraciones innecesarias de parámetros cuando la evidencia disponible no demuestra alteraciones estructurales suficientes en la demanda. Asimismo, preserva la estabilidad del régimen tarifario y reduce riesgos de inconsistencia entre la metodología de construcción del Cuadro Tarifario y el resto de los componentes de la RTI.

Lic. LAIA A. KALIMAN
UNIDAD DE TARIFAS - G.A.E.
ERSEPT

Mag. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

### 6.2 Obras de Transporte

La presente subsección tiene por objeto dejar constancia del criterio adoptado en relación con el tratamiento tarifario de las **Obras de Transporte**, en tanto componente complementario del régimen aplicable al servicio público de distribución eléctrica.

En el marco de la presente RTI, el ERSEPT adopta un criterio de continuidad respecto del esquema vigente, manteniendo la lógica general prevista en el Contrato de Concesión y en la regulación tarifaria actualmente aplicable para este componente. En consecuencia, no se proponen modificaciones estructurales en su diseño ni en los criterios generales de aplicación durante el período 2025–2030.

Esta decisión responde a un criterio de estabilidad regulatoria, prudencia metodológica y coherencia con el marco contractual vigente. Del análisis efectuado no surgen elementos que justifiquen una redefinición de fondo del tratamiento tarifario de las Obras de Transporte, ni desde el punto de vista técnico ni en términos de consistencia con la arquitectura general del régimen tarifario.

Asimismo, la preservación del esquema vigente contribuye a evitar modificaciones innecesarias en un componente cuya lógica se encuentra directamente asociada a reglas contractuales y regulatorias ya consolidadas, manteniendo previsibilidad en su aplicación y consistencia con el cuadro tarifario general del servicio.

La continuidad aquí dispuesta no obsta a las actualizaciones que correspondan en los valores tarifarios vinculados a este componente como consecuencia de la aprobación del cuadro tarifario y de los mecanismos generales de actualización previstos para el período tarifario 2025–2030.

## 7. Consistencia con otros instrumentos regulatorios

El Régimen Tarifario adoptado para el período 2025–2030 debe interpretarse en forma integrada con el resto de los instrumentos regulatorios definidos en el marco de la presente RTI. Su diseño no constituye una dimensión aislada del proceso tarifario, sino que se encuentra funcionalmente articulado con la determinación del Requerimiento de Ingresos, el régimen aplicable a la Generación Distribuida, la Tarifa Social Eléctrica, el mecanismo de actualización del VAD, el Factor X y las reglas de contabilidad regulatoria.

En primer lugar, el régimen tarifario resulta consistente con el **Requerimiento de Ingresos** determinado en la RTI, en tanto constituye el instrumento mediante el cual dicho ingreso reconocido se distribuye entre categorías de usuarios y componentes tarifarios. En este sentido, la estructura de cargos adoptada preserva la separación conceptual entre los costos de abastecimiento y los costos propios de distribución, evitando alterar, por vía del diseño tarifario, la lógica metodológica utilizada para la determinación del VAD y sus componentes.

En segundo lugar, el régimen adoptado mantiene consistencia con el tratamiento previsto para la **Tarifa Social Eléctrica**, en la medida en que las definiciones relativas a categorías residenciales, cargos fijos y segmentación de usuarios permiten una adecuada articulación con el esquema de cobertura y bonificación definido por el ERSEPT para el período tarifario. En particular, las modificaciones introducidas en la estructura de franjas y cargos no deben interpretarse de

Lic. LAIA A. KALIMAN
UNIDAD DE TARIFAS - G.A.E.
ERSEPT

Mag. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

ERSEPT FOLIO 3897

# 6. Reglas y precisiones complementarias del régimen tarifario

## 6.1 Mora y Tasa de Rehabilitación del Servicio

La presente subsección tiene por objeto explicitar criterios aplicables en materia de **mora**, **suspensión extraordinaria del servicio** y **tasa de rehabilitación** para aquellas categorías tarifarias en las que el Contrato de Concesión no contiene precisiones suficientes o presenta vacíos interpretativos que conviene aclarar en el marco de la RTI 2025–2030.

En particular, para las **Tarifas N° 3 a 6**, el Contrato de Concesión —Anexo I, Capítulo 10— no establece de manera expresa el momento a partir del cual comienza a computarse la mora a los fines de la aplicación de recargos, ni define con suficiente precisión las condiciones operativas asociadas a la Tasa de Rehabilitación del Servicio, tal como sí ocurre en otros segmentos tarifarios. En función de ello, el ERSEPT considera necesario explicitar criterios que otorguen mayor claridad normativa, previsibilidad de aplicación y uniformidad operativa dentro del régimen tarifario.

En este marco, se adopta como criterio que el recargo por mora, comprensivo de sanción pecuniaria y gastos administrativos, será aplicable **a partir del día corrido inmediato posterior al vencimiento de la factura**. Asimismo, para las Tarifas N° 3, 4 y 5 se mantiene el criterio previsto en el Contrato de Concesión, según el cual los recargos por mora se calcularán sobre la base de **una vez y media (1,5)** la tasa vencida a treinta (30) días que aplica el Banco de la Nación Argentina para operaciones de descuento. A su vez, el ERSEPT considera razonable extender expresamente este mismo criterio a la **Tarifa N° 6**, a fin de evitar vacíos de tratamiento en una categoría que comparte con las restantes grandes y medianas demandas la lógica general de aplicación de recargos por mora.

Asimismo, se establece que, transcurridos **siete (7) días corridos** desde la fecha de vencimiento de la factura, la distribuidora podrá disponer la **suspensión extraordinaria del servicio**, quedando el usuario obligado al pago de la **Tasa de Rehabilitación del Servicio** en los términos que correspondan conforme al régimen aplicable. La explicitación de este criterio procura reforzar la claridad operativa del esquema y evitar interpretaciones divergentes respecto de las consecuencias del incumplimiento de pago en estas categorías tarifarias.

En el caso de los suministros correspondientes al **Estado Provincial** incorporados en el sistema de **Pago Único**, se prevé que las condiciones aplicables en materia de recargos por mora, tasa de rehabilitación, suspensión del servicio, baja del suministro y retiro del medidor se rijan por los convenios específicos que se celebren entre el Estado Provincial y la distribuidora, en atención a las particularidades operativas e institucionales de dicho universo de suministros.

Finalmente, se considera necesario que toda información relativa a recargos por mora, tasa de rehabilitación, suspensión extraordinaria del servicio, baja del suministro y retiro del medidor se encuentre debidamente especificada en las facturas emitidas a los usuarios comprendidos en estas categorías, a fin de fortalecer la transparencia del régimen y asegurar adecuada información al usuario sobre las consecuencias tarifarias y contractuales del incumplimiento.

Lic. LAIA A. KALIMAN
UNIDAD DE TARIFAS - G.A.E.
ERSEPT

Mag. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

ERSEPT FOLIO 3898

manera aislada respecto de los instrumentos de protección tarifaria focalizada, sino como parte de un diseño integral compatible con los objetivos distributivos del régimen.

Asimismo, el tratamiento tarifario adoptado guarda coherencia con el régimen específico aplicable a la **Generación Distribuida**, especialmente en lo relativo a la posibilidad de acceso al esquema por parte de usuarios residenciales y pequeños usuarios no residenciales, con independencia de que cuenten o no con medición de potencia. De este modo, el régimen tarifario evita introducir restricciones innecesarias o inconsistencias con el marco particular definido para usuarios-generadores, remitiendo los aspectos técnicos, comerciales y operativos específicos a la regulación correspondiente.

Por su parte, la estructura tarifaria adoptada resulta consistente con el **mecanismo de actualización del VAD** previsto para el período 2025–2030, en tanto preserva la lógica general del cuadro tarifario y de sus parámetros estructurales, introduciendo únicamente ajustes puntuales allí donde las modificaciones del régimen así lo requieren. Esta consistencia contribuye a garantizar que la evolución intra-período de los valores tarifarios se produzca sobre una base metodológicamente estable y trazable.

Del mismo modo, el régimen tarifario se articula con la aplicación del **Factor X**, en la medida en que la estructura de cargos adoptada no interfiere con la lógica de incentivos del esquema regulatorio general. En particular, la configuración del cuadro tarifario debe permitir que los incentivos a la eficiencia derivados de la regulación por incentivos operen sobre una base estable, sin introducir señales contradictorias con los objetivos de productividad perseguidos por el marco tarifario.

Finalmente, el régimen adoptado resulta consistente con el **Manual de Contabilidad Regulatoria**, en tanto la estructura tarifaria y las definiciones de categorías y cargos requieren información comercial, técnica y económica que pueda ser adecuadamente registrada, trazada y auditada. Esta articulación resulta particularmente relevante en aquellos aspectos que exigen separación conceptual entre componentes tarifarios, consistencia en la asignación de cargos y claridad en la identificación de tratamientos específicos dentro del cuadro tarifario.

En consecuencia, el Régimen Tarifario propuesto para el período 2025–2030 debe ser entendido como parte integrante de un diseño regulatorio más amplio, en el que las distintas herramientas definidas en la RTI operan de manera coordinada para asegurar eficiencia, sostenibilidad, transparencia y adecuada protección de los usuarios.

## 8. Conclusiones

Del análisis efectuado surge que el Régimen Tarifario propuesto para el período 2025–2030 preserva la arquitectura general del esquema vigente, introduciendo modificaciones puntuales en aquellos segmentos en los que se identifican fundamentos regulatorios suficientes para mejorar la consistencia técnica del régimen, la asignación de costos, las señales económicas y la operatividad de su aplicación.

En particular, el criterio adoptado por el ERSEPT procura compatibilizar la recuperación del ingreso regulatorio reconocido en la RTI con una estructura tarifaria consistente con los principios de causalidad de costos, eficiencia económica, transparencia, razonabilidad y protección de los usuarios. Bajo este enfoque, las adecuaciones incorporadas no responden a

Lic. LAIA A. KALIMAN
UNIDAD DE TARIFAS - G.A.E.
ERSEPT

Mag. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

ERSEPT FOLIO 3899

una redefinición integral de la estructura vigente, sino a ajustes selectivos orientados a corregir distorsiones, ordenar tratamientos específicos y fortalecer la articulación del régimen tarifario con el resto de los instrumentos regulatorios del período.

Entre las principales definiciones adoptadas se destacan: la revisión de franjas de Cargo de Uso de Red para pequeñas demandas, la incorporación de criterios más consistentes para el cálculo del consumo promedio de referencia, la adecuación del acceso al régimen de Generación Distribuida para usuarios de pequeña demanda, la reformulación del tratamiento de la capacidad de suministro y de la señal de potencia para grandes usuarios, y la explicitación de reglas complementarias en materia de mora y aplicación de recargos. En todos los casos, el criterio seguido fue introducir modificaciones únicamente cuando ello resultó necesario y debidamente fundado, preservando en lo demás la estabilidad del régimen vigente.

Asimismo, el análisis de los parámetros utilizados para la determinación del Cuadro Tarifario permite concluir que la metodología general aplicada en la RTI anterior continúa resultando adecuada para el nuevo período, sin perjuicio de los ajustes puntuales derivados de las modificaciones específicas adoptadas en determinadas categorías o componentes del régimen.

En consecuencia, el ERSEPT considera que el Régimen Tarifario aquí desarrollado resulta consistente con los objetivos de la RTI 2025–2030 y constituye una base técnicamente razonable para la construcción del Cuadro Tarifario del período, en condiciones compatibles con la sostenibilidad del servicio, la operatividad regulatoria y la protección del usuario.

Lic. LAIA A. KALIMAN
UNIDAD DE TARIFAS - G.A.E.
ERSEPT

Mag. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONÓMICOS
ERSEPT

ERSEPT

GOBIERNO DE TUCUMÁN

ERSEPT FOLIO 3900

**ERSEPT – Informe Técnico**
**Tema:** Régimen Tarifario Generación Distribuida – RTI 2025–2030
**Área:** Gerencia de Asuntos Económicos (GAE)
**Fecha:** Abril de 2026

## 1. Introducción

La expansión de la Generación Distribuida (GD) y de nuevas configuraciones de gestión de la energía introduce desafíos relevantes para el diseño tarifario del servicio público de distribución eléctrica. Estos cambios no sólo modifican los flujos físicos de energía sobre la red, sino también los criterios con los cuales se asignan costos, se definen categorías tarifarias y se estructuran los incentivos económicos del sistema. En el marco de la Revisión Tarifaria Integral (RTI) 2025–2030, esta problemática adquiere especial relevancia, en tanto corresponde establecer un esquema regulatorio compatible con la incorporación gradual de tecnologías distribuidas, preservando al mismo tiempo la sostenibilidad económica del servicio público y la equidad entre usuarios.

En el presente documento, el análisis se organiza en torno a dos modalidades de relación entre los usuarios y la red, con impacto directo en la estructura tarifaria:

**Generación Distribuida Individual**, correspondiente a usuarios que generan energía renovable principalmente para autoconsumo e inyectan a la red únicamente sus excedentes; y

**Generación Distribuida Comunitaria**, comprensiva de esquemas en los cuales varios usuarios participan conjuntamente en un sistema de generación renovable y comparten la valorización económica de la energía inyectada.

Desde el punto de vista tarifario, ambas modalidades plantean cuestiones vinculadas con la valorización de la energía inyectada, la recuperación de los costos propios de la distribución, el tratamiento de la potencia, la asignación de costos entre usuarios y la preservación de señales económicas consistentes con la escala y características del suministro.

Sobre esa base, el presente informe propone un esquema de compensación económica de la energía bajo modalidad **net billing**, mediante el cual la energía inyectada a la red es valorizada a un precio específico y compensada contra el monto facturado al usuario. Este enfoque permite mantener la simplicidad tarifaria en los segmentos de pequeña demanda, preservar la estructura de categorías tarifarias vigente y evitar subsidios cruzados ineficientes entre usuarios con y sin generación propia.

En términos regulatorios, el criterio adoptado procura compatibilizar cuatro objetivos centrales:

i. fomentar el desarrollo de la generación distribuida para autoconsumo;
ii. evitar transferencias ineficientes de costos entre usuarios;
iii. preservar la recuperación de los costos propios del servicio de distribución; y
iv. mantener un esquema tarifario simple, transparente y operativamente aplicable.

Lic. DAIANA G. SOTO FERNÁNDEZ
G.A.E. - ERSEPT

Sabrina Tenela

Mag. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

## 2. Normativa Aplicable a la Generación Distribuida

### 2.1 Normativa Nacional

El régimen general de Generación Distribuida de Energía Renovable integrada a la red eléctrica pública se encuentra regulado por la **Ley Nacional N.º 27.424** (B.O. 27/12/2017), que establece las condiciones bajo las cuales los usuarios del servicio público de distribución pueden generar energía para autoconsumo e inyectar sus excedentes a la red.

La citada ley fue reglamentada mediante el **Decreto N.º 986/2018** (B.O. 02/11/2018), que define los lineamientos operativos, administrativos y técnicos para la implementación del régimen en el territorio nacional. A su vez, el régimen se complementa con disposiciones dictadas por la Secretaría de Energía y otros organismos competentes, entre las cuales cabe destacar:

- **Resolución de la Secretaría de Energía de la Nación N.º 314/2018**
- **Disposición de la Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética N.º 28/2019**
- **Resolución de la Secretaría de Energía de la Nación N.º 608/2023**
- **Resolución de la Secretaría de Energía de la Nación N.º 919/2023**
- **Resolución de la Secretaría de Energía de la Nación N.º 235/2024**

La normativa nacional distingue, según la composición del esquema, entre:

- Usuario-Generador Individual;
- Usuarios-Generadores Comunitarios;
- Usuarios-Generadores Comunitarios Virtuales.

Asimismo, clasifica a los usuarios-generadores según la potencia instalada del equipamiento de generación en:

- **UGpe (Pequeños):** hasta 3 kW;
- **UGme (Medianos):** entre 3 kW y 300 kW;
- **UGma (Mayores):** entre 300 kW y 12 MW.

Estas categorías determinan los requisitos técnicos, el equipamiento habilitado, el procedimiento administrativo de acceso y el alcance de la intervención regulatoria.

### 2.2 Normativa Provincial

La Provincia de Tucumán adhirió al Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable Integrada a la Red Eléctrica Pública mediante la **Ley Provincial N.º 9.159** (B.O. 22/01/2019). No obstante, dicha adhesión no fue acompañada, a la fecha, por una reglamentación integral de alcance operativo a nivel provincial.

Complementariamente, la Provincia sancionó la **Ley N.º 9.912**, mediante la cual se establecen lineamientos de promoción y fomento para la generación de energía eléctrica a partir de fuentes

Lic. DAIANA G. SOTO FERNÁNDEZ
G.A.E. - ERSEPT

Sabrina Tenelo

Mag. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

renovables, incorporando beneficios e incentivos orientados a su expansión en el ámbito provincial.

En este contexto, y considerando la ausencia de una reglamentación tarifaria específica a nivel provincial, corresponde definir en el marco de la presente RTI los criterios de implementación y valorización de la generación distribuida, en consistencia con la normativa nacional a la cual adhirió la Provincia de Tucumán y con los lineamientos de promoción establecidos a nivel local.

## 3. Criterio adoptado por ERSEPT para Generación Distribuida Individual

A los efectos del presente informe, se entiende por Usuario Generador al usuario titular de un suministro conectado a la red del servicio público de distribución de energía eléctrica que dispone, a su vez, de un equipamiento de generación a partir de fuentes renovables destinado al autoconsumo, con capacidad para inyectar excedentes de energía a la red de distribución.

### 3.1 Alcance y definiciones

La Generación Distribuida Individual comprende a los usuarios titulares de un suministro conectado a la red del servicio público de distribución que poseen un equipamiento de generación eléctrica a partir de fuentes renovables, destinado principalmente al autoconsumo, con posibilidad de inyección de excedentes a la red.

A los efectos del presente informe, se adoptan las siguientes definiciones:

**Usuario Generador:** usuario del servicio público de distribución eléctrica que dispone de equipamiento de generación a partir de fuentes renovables destinado al autoconsumo, con capacidad para inyectar excedentes de energía eléctrica a la red de distribución, en el marco del Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable integrada a la red eléctrica pública.

**Energía Activa Demandada (EaD):** energía activa, expresada en kWh, proveniente de la red de distribución hacia el suministro del usuario, registrada por el sistema de medición en el período de lectura correspondiente.

**Energía Activa Inyectada a la Red (EaI):** energía activa, expresada en kWh, entregada a la red de distribución desde el sistema de generación y/o almacenamiento del usuario, registrada por el sistema de medición en el período de lectura correspondiente.

**Potencia Activa Máxima Demandada (PaMD):** máxima potencia activa tomada de la red durante el período de facturación, registrada como el mayor valor promedio en intervalos de quince (15) minutos.

**Potencia Activa Máxima Inyectada (PaMI):** máxima potencia activa inyectada a la red durante el período de facturación, registrada bajo el mismo criterio temporal.

**Potencia Activa Máxima Demandada en Horario Pico (PaMDp):** máxima potencia activa, expresada en kW, tomada de la red de distribución durante el período de facturación y dentro del tramo horario de pico del sistema, determinada como el mayor valor promedio registrado en intervalos de quince (15) minutos consecutivos, conforme a los tramos horarios definidos en el régimen tarifario vigente.

**Potencia Activa Máxima Demandada en Horario Fuera de Pico (PaMDfp):** máxima potencia activa, expresada en kW, tomada de la red de distribución durante el período de facturación y dentro del tramo horario fuera de pico, comprendiendo los tramos horarios distintos del de pico,

Lic. DAIANA G. SOTO FERNÁNDEZ
G.A.E. - ERSEPT

Sabrina Tenelle

Mag. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

registrada bajo el mismo criterio de promedios en intervalos de quince (15) minutos consecutivos.

**Potencia Activa Máxima Inyectada en Horario Pico (PaMIp):** máxima potencia activa, expresada en kW, inyectada a la red de distribución durante el período de facturación y dentro del tramo horario de pico del sistema, registrada como el mayor valor promedio en intervalos de quince (15) minutos consecutivos.

**Potencia Activa Máxima Inyectada en Horario Fuera de Pico (PaMIfp):** máxima potencia activa, expresada en kW, inyectada a la red de distribución durante el período de facturación y fuera del tramo horario de pico, registrada bajo el mismo criterio temporal.

**Crédito por Energía Activa Inyectada a la Red (CEaI):** valor económico resultante de la valorización de la energía activa inyectada a la red, calculado como el producto entre la energía activa inyectada y el precio de la energía inyectada correspondiente al período.

**Diferencial Económico por Energía (DEa):** valorización en pesos resultante de la diferencia entre el Crédito por Energía Activa Inyectada (CEaI) y la valorización económica de la energía activa demandada desde la red, incluyendo los cargos tarifarios, impuestos y demás conceptos aplicables correspondientes al período de lectura considerado, conforme a los cuadros tarifarios vigentes.

**Saldo de Créditos por Energía Inyectada a la Red (Saldo CEaI):** monto acumulado de los Diferenciales Económicos por Energía (DEa) positivos de períodos anteriores que no hayan sido compensados. Dicho saldo constituye un crédito a favor del usuario generador, expresado en pesos, que podrá ser aplicado a la compensación de facturaciones futuras.

**Mecanismo de Compensación (MDC):** mecanismo mediante el cual se determina el monto final a abonar por el usuario generador en cada período de facturación, a partir de la compensación económica entre la facturación por energía demandada y los créditos por energía inyectada, conforme a las expresiones desarrolladas en la Sección 3.7.

**Factura del Usuario Generador (FAUG):** factura emitida por la Empresa Distribuidora a un Agente del Régimen de Energía Distribuida, derivada del registro mensual o bimestral del período de lectura correspondiente, incluyendo tasas, impuestos y demás cargos aplicables.

**Cuenta de Valoración de Energía (CVE):** registro individual asociado a cada Usuario Generador dentro de su cuenta de suministro, en el cual se contabilizan y acumulan, por período de facturación, los créditos originados por la valorización de la energía activa inyectada a la red, así como su aplicación a la compensación de consumos y cargos conforme al régimen tarifario vigente.

## 3.2 Régimen tarifario aplicable

Los usuarios generadores individuales serán encuadrados dentro del Régimen Tarifario vigente de la Empresa Distribuidora, conforme a la categoría tarifaria que corresponda a su suministro, resultando de aplicación los cargos previstos en el cuadro tarifario vigente, con los ajustes derivados del presente esquema de compensación.

La incorporación al régimen de Generación Distribuida no altera por sí misma la categoría tarifaria del usuario ni su encuadramiento dentro de la estructura tarifaria general, salvo en aquellos casos en que, por las características del suministro o por autorización específica, corresponda un tratamiento particular previsto en el presente informe.

Lic. DAIANA G. SOTO FERNÁNDEZ
G.A.E. - ERSEPT

Sabrina Tenreiro

Mag. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

### 3.3 Medición y variables eléctricas

La medición de la energía activa y reactiva demandada e inyectada se realizará mediante equipamiento de medición bidireccional que cumpla con las condiciones técnicas y metrológicas establecidas por la normativa aplicable.

La Empresa Distribuidora habilitará para cada usuario generador una Cuenta de Valoración de Energía, en la que se registrarán los movimientos físicos y económicos asociados al suministro, con una disponibilidad histórica mínima de veinticuatro (24) meses.

En los usuarios generadores individuales, la potencia máxima de inyección admisible no podrá superar la potencia contratada o la máxima correspondiente a su categoría tarifaria, según corresponda. Cuando el usuario pretenda habilitar una capacidad de inyección superior, deberá tramitar previamente la factibilidad técnica y, en su caso, la adecuación de su condición de suministro. En consecuencia, para los usuarios generadores individuales no se prevé un esquema de penalización por excedente de potencia inyectada, sino una restricción de admisibilidad sujeta a autorización previa.

Los costos asociados a la adecuación de la acometida, la instalación del equipamiento de medición bidireccional y el arancel de conexión correspondiente serán a cargo del usuario generador, conforme a las condiciones técnicas, comerciales y tarifarias aprobadas por la autoridad competente y a la normativa aplicable.

### 3.4 Criterios regulatorios para pequeñas demandas

La incorporación de Generación Distribuida en usuarios de pequeña demanda no requiere, en principio, la introducción de cargos de potencia cuando éstos no forman parte de la estructura tarifaria original del suministro. En tales segmentos, corresponde preservar la simplicidad tarifaria, evitando introducir señales cuya complejidad resulte desproporcionada respecto de la escala del usuario o de los costos efectivamente involucrados.

La evidencia comparada no muestra que la incorporación de generación distribuida en pequeños usuarios requiera, como condición necesaria, introducir cargos por potencia o medición de demanda en segmentos de baja tensión. Por el contrario, las experiencias regulatorias tienden a preservar esquemas tarifarios simples en dichos segmentos, priorizando la facilidad de implementación, la transparencia para el usuario y la proporcionalidad en la asignación de costos. En esa línea se inscriben, con sus particularidades, los tratamientos observados en Brasil, Reino Unido y Estados Unidos.

En consecuencia, mantener esquemas simples para pequeños usuarios generadores resulta consistente con la práctica comparada y con criterios de eficiencia regulatoria, equidad y viabilidad operativa. No obstante, ello exige preservar condiciones de seguimiento regulatorio que permitan evaluar, conforme evolucione la penetración de la generación distribuida, sus efectos sobre la sostenibilidad económica del servicio de distribución y sobre la eventual transferencia de costos al resto de los usuarios.

### 3.5 Zonas Estratégicas

Podrán establecerse incentivos económicos diferenciales y transitorios para usuarios generadores ubicados en zonas estratégicas de la red de distribución, en la medida en que su localización contribuya a mejorar el desempeño del sistema eléctrico. En particular, podrán ser objeto de una señal de precio adicional aquellos emplazamientos que permitan reducir pérdidas, diferir inversiones en infraestructura o mitigar restricciones operativas, reflejando así su mayor valor sistémico.

Lic. DAIANA G. SOTO FERNÁNDEZ
G.A.E. - ERSEPT

Sabrina Tenelo

Mag. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

A tal efecto, se aplicará un coeficiente $\lambda$ de variación según la región geográfica de inyección. Dicho coeficiente no podrá superar el valor de **1,20 (uno con veinte)** cuando el punto de inyección se encuentre vinculado al sistema de distribución interconectado al Sistema Argentino de Interconexión (SADI), ni el valor de **2,00 (dos)** cuando el punto de inyección se encuentre aislado del SADI. En ambos casos, su aplicación tendrá carácter transitorio y no podrá extenderse por un período superior a **veinticuatro (24) meses.**

### 3.6 Crédito por Energía Activa Inyectada a la red

Los créditos por energía inyectada a la red (**CEaI**) se determinarán para cada período de facturación como el producto entre la energía activa efectivamente inyectada y el precio de la energía inyectada correspondiente al período.

En términos generales:

$$CEaI_p = EaI_p \cdot PI_p$$

donde:

- $CEaI_p$: Crédito por Energía Activa Inyectada a la red en el período $p$, expresado en pesos ($);
- $EaI_p$: Energía activa inyectada a la red en el período $p$, expresada en kWh;
- $PI_p$: Precio de la energía inyectada correspondiente al período $p$, expresado en $/kWh.

Cuando corresponda, el precio de la energía inyectada incorporará el factor de variación regional $\lambda$, de conformidad con la metodología prevista en la Sección 3.5.

El Crédito por Energía Activa Inyectada será aplicado como crédito a favor del usuario generador para la compensación de los importes facturados en el período correspondiente.

Los saldos no compensados, definidos como **Saldo de Créditos por Energía Inyectada a la Red (Saldo CEaI)**, no estarán sujetos a vencimiento ni caducidad y podrán ser aplicados a la compensación de facturaciones de períodos subsiguientes.

El Saldo CEaI se actualizará en cada período de facturación como la suma del saldo anterior y del Diferencial Económico por Energía (DEa) del período, siempre que este último resulte positivo. No se admitirán saldos de carácter negativo. En caso de que el DEa resulte negativo, el usuario generador deberá abonar la factura conforme al esquema tarifario vigente.

La Empresa Distribuidora establecerá, como mínimo, una instancia anual para la liquidación de los saldos no compensados. Asimismo, el usuario generador podrá ceder o transferir dichos saldos a otros suministros de su titularidad, previa comunicación fehaciente a la Empresa Distribuidora.

Cuando los saldos no compensados persistan luego de seis (6) facturaciones bimestrales o doce (12) facturaciones mensuales, deberán ser liquidados y abonados por la Empresa Distribuidora al usuario generador. A tales efectos, el usuario generador deberá informar una cuenta bancaria de su titularidad para la realización de las transferencias correspondientes.

### 3.7 Metodología de cálculo del precio de la energía inyectada a la red

**Objetivo regulatorio**

Lic. DAIANA G. SOTO FERNÁNDEZ
G.A.E. - ERSEPT

Sabrina Tenedo

Mag. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

ERSEPT FOLIO 3906

$$PE_i^t = (\$PEST_i^t + \$PET^t) \cdot \frac{Et_i^t - Ecn_i}{Et_i^t} + (Pecon_i + PAE_i) \cdot \frac{Ecn_i}{Et_i^t} + FNEE^t + \frac{\$GF^{(t-2)} + \$OtCargE^t}{\sum_i E\, t_i^t}$$

donde:

- $\$PEST_i^t$: precio estabilizado de la energía en el tramo horario $i$, vigente en el período $t$, expresado en $/kWh;
- $\$PET^t$: precio estabilizado del transporte, vigente en el período $t$, expresado en $/kWh;
- $Pecon_i$: precio monómico de contratos a término en el tramo horario $i$, expresado en $/kWh;
- $PAE_i$: precio adicional de la energía asociado al abastecimiento contratado en el MEM, expresado en $/kWh;
- $FNEE^t$: aporte correspondiente al Fondo Nacional de la Energía Eléctrica, expresado en $/kWh;
- $\$GF^{(t-2)}$: cargos asociados a generación forzada y restricciones del sistema;
- $\$OtCargE^t$: otros cargos asociados al abastecimiento de energía en el MEM;
- $Et_i^t$: demanda total prevista de energía al MEM en el tramo horario $i$;
- $Ecn_i$: energía contratada en el mercado a término en el tramo horario $i$.

**Componentes incluidos y excluidos**

La fórmula precedente responde al criterio de costo evitado del abastecimiento desde el MEM. En consecuencia, se incluyen en el precio base aquellos componentes que la distribuidora deja efectivamente de afrontar, en términos medios, como consecuencia de la energía aportada por el usuario-generador.

Se consideran incluidos en el precio base:

- el precio estabilizado de la energía;
- el precio estabilizado del transporte;
- los costos asociados a contratos a término;
- los cargos adicionales de energía correspondientes al MEM;
- el aporte al Fondo Nacional de la Energía Eléctrica;
- los cargos sistémicos asociados a generación forzada y otros cargos del mercado mayorista.

No se incorporan al precio base:

- los costos de generación propia y de compra de energía fuera del MEM, en tanto su reconocimiento se instrumentará a través del factor regional $\lambda_z$;

Lic. DAIANA G. SOTO FERNÁNDEZ
G.A.E. - ERSEPT

Sabrina Tenedo

Mag. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

- las pérdidas no técnicas;
- los componentes de balance del precio de energía, en tanto no forman parte de la presente formulación general del costo base corriente de abastecimiento utilizado para la valorización de la energía inyectada.

**Ajuste por pérdidas técnicas evitadas**

La energía inyectada por usuarios-generadores reduce los requerimientos de abastecimiento desde niveles superiores de la red y evita, en consecuencia, parte de las pérdidas técnicas asociadas al suministro de la demanda.

A efectos de reflejar dicho beneficio económico, el precio base de la energía evitada se ajustará mediante el coeficiente $KT_n$, correspondiente al nivel de tensión en el cual se conecta el usuario-generador.

Este coeficiente deberá representar exclusivamente las pérdidas técnicas acumuladas hasta el nivel de tensión correspondiente, excluyendo en todos los casos las pérdidas no técnicas.

En consecuencia:

- para usuarios-generadores conectados en **Media Tensión**, se aplicará el coeficiente $KT_{MT}$;
- para usuarios-generadores conectados en **Baja Tensión**, se aplicará el coeficiente $KT_{BT}$.

La determinación concreta de dichos coeficientes deberá efectuarse a partir de la apertura de pérdidas reconocidas en la revisión tarifaria, considerando únicamente sus componentes técnicos.

**Factor regional de variación $\lambda_z$**

Con el objeto de reconocer diferencias geográficas en el valor económico de la energía inyectada, se incorpora el factor $\lambda_z$, definido como un factor de variación según región geográfica de inyección.

Este factor permite reflejar, de manera general y ex ante, que la energía inyectada no necesariamente posee igual valor en todas las áreas de la concesión, especialmente cuando su incorporación permite sustituir abastecimiento de mayor costo relativo o mejorar condiciones de suministro en determinadas regiones.

La utilización de $\lambda_z$ permite, además, evitar la incorporación directa de costos de abastecimiento fuera del MEM dentro del precio base general, preservando la consistencia conceptual de este último con el criterio de costo evitado del abastecimiento mayorista.

**Criterios de implementación**

La metodología propuesta presenta las siguientes ventajas regulatorias:

- mantiene una estructura general simple y replicable;
- preserva la consistencia con el criterio de costo evitado del abastecimiento;
- permite reconocer pérdidas técnicas evitadas sin incluir pérdidas no técnicas;

Lic. DAIANA G. SOTO FERNÁNDEZ
G.A.E. - ERSEPT

Sabrina Tenedo

Mag. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

En el marco del régimen tarifario aplicable a la Generación Distribuida, corresponde establecer un criterio de valorización de la energía inyectada a la red que resulte consistente con los principios de eficiencia económica, neutralidad respecto del costo de abastecimiento, simplicidad operativa y señales adecuadas para la localización de las inversiones.

A tal fin, el precio de la energía inyectada debe reflejar, con carácter general, el costo evitado de abastecimiento que la inyección distribuida genera para la distribuidora, evitando que la incorporación de usuarios-generadores altere indebidamente el costo medio de abastecimiento soportado por los usuarios no generadores.

Bajo este criterio, la valorización de la energía inyectada se construye a partir de tres componentes:

- un precio base de energía evitada, representativo del costo de abastecimiento desde el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM);
- un ajuste por pérdidas técnicas evitadas, según el nivel de tensión en el cual la energía inyectada sustituye abastecimiento;
- un factor de variación regional, destinado a reflejar diferencias geográficas relevantes en el valor económico de la inyección.

**Criterio general de valorización**

El precio de la energía inyectada por los usuarios-generadores se determinará conforme la siguiente expresión:

$$PI^{t}_{i,n,z} = PE^{t}_{i} \times KT_{n} \times \lambda_{z}$$

donde:

- $PI^{t}_{i,n,z}$: precio de la energía inyectada por un usuario-generador en el tramo horario $i$, nivel de tensión $n$ y región geográfica $z$, expresado en $/kWh;
- $PE^{t}_{i}$: precio base de la energía evitada en el tramo horario $i$, correspondiente al período $t$, expresado en $/kWh;
- $KT_{n}$: coeficiente acumulado de pérdidas técnicas hasta el nivel de tensión $n$, excluyendo pérdidas no técnicas;
- $\lambda_{z}$: factor de variación según región geográfica de inyección.

De este modo, el precio reconocido al usuario-generador se corresponde con el costo de abastecimiento evitado por la distribuidora, ajustado por las pérdidas técnicas que se evitan al producir localmente la energía consumida y por las diferencias regionales que resulte pertinente reconocer.

**Determinación del precio base de energía evitada**

El precio base de la energía evitada $PE^{t}_{i}$ se calculará sobre la base de los componentes del costo de abastecimiento desde el MEM efectivamente evitables por la energía inyectada, conforme la siguiente formulación:

Lic. DAIANA G. SOTO FERNÁNDEZ
G.A.E. - ERSEPT

Sabrina Tenedo

Mag. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

- admite señales regionales diferenciadas mediante un factor específico y transparente;
- evita trasladar al precio de la energía inyectada componentes ajenos al abastecimiento evitado corriente.

En este marco, la definición de $KT_n$ y $\lambda_z$ deberá realizarse de manera objetiva, general y ex ante, evitando determinaciones caso por caso o mecanismos que introduzcan discrecionalidad excesiva en la valorización de la energía inyectada.

**Síntesis metodológica**

En consecuencia, el precio de la energía inyectada por usuarios-generadores se determinará mediante una metodología compuesta por:

- un precio base representativo del costo evitado de abastecimiento desde el MEM;
- un ajuste por pérdidas técnicas evitadas según nivel de tensión;
- un factor multiplicativo de variación regional.

La expresión resultante es la siguiente:

$$PI^{t}_{i,n,z} = PE^{t}_{i} \times KT_n \times \lambda_z$$

Este esquema permite compatibilizar los objetivos de eficiencia, neutralidad económica, simplicidad regulatoria y reconocimiento de diferencias territoriales relevantes, constituyendo una base razonable para la valorización de la energía inyectada en el régimen tarifario de Generación Distribuida.

## 3.8 Régimen tarifario de Generación Distribuida

Los usuarios generadores individuales serán clasificados en clientes de pequeña, mediana o gran demanda conforme al Régimen Tarifario vigente de EDET S.A., debiendo abonar todos los cargos que correspondan a la categoría tarifaria en la que resulten encuadrados, con los ajustes establecidos en el presente régimen.

La compensación económica derivada de la energía activa inyectada a la red se instrumentará mediante la determinación del Crédito por Energía Activa Inyectada (CEaI), el cual se imputará a la factura del período correspondiente, conforme a las reglas específicas aplicables a cada categoría tarifaria.

### 3.8.1 Pequeñas Demandas

Los usuarios generadores encuadrados en categorías de pequeña demanda continuarán sujetos a la estructura tarifaria correspondiente a su suministro, sin que la incorporación al régimen de Generación Distribuida altere, por sí misma, dicha categoría tarifaria. En el caso de usuarios comprendidos en las categorías T1-R y T1-G, resultarán aplicables los cargos tarifarios vigentes, con más el mecanismo de compensación previsto en el presente régimen.

**Facturación por consumos de energía**

Lic. DAIANA G. SOTO FERNÁNDEZ
G.A.E. - ERSEPT

Sabrina Tenelo

Mag. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

La facturación por los consumos de energía en el período $p$ comprenderá todos los cargos asociados a la categoría tarifaria $k$ en la que resulte encuadrado el usuario generador, incluyendo impuestos, tasas y demás conceptos aplicables, conforme al cuadro tarifario vigente.

Para:

$$k = T1\text{-}R1 \text{ a } T1\text{-}R4,\ T1\text{-}RP,\ T1\text{-}G1 \text{ a } T1\text{-}G4,\ T1\text{-}GP$$

**Crédito por Energía Activa Inyectada**

El Crédito por Energía Activa Inyectada correspondiente al usuario de categoría $k$ en el período $p$ se determinará como:

$$CEaI_{k,p} = EaI_{k,p} \cdot PI_{k,p}$$

donde:

- $EaI_{k,p}$: Energía Activa inyectada del usuario de la categoría $k$ en el período $p$, expresada en kWh;
- $PI_{k,p}$: precio de la energía inyectada aplicable al usuario de la categoría $k$ en el período $p$, expresado en $/kWh.

**Composición de la factura del usuario generador**

El importe del Crédito por Energía Activa Inyectada del período $p$, junto con el saldo de créditos no compensados proveniente del período anterior, se imputará como crédito a favor del usuario generador en la factura del período. Si el monto total de los créditos superara el importe a facturar, el total a pagar de la factura del período será igual a cero, y la diferencia se acumulará como saldo de créditos para períodos subsiguientes.

### 3.8.2 Medianas Demandas (T2)

Los usuarios generadores encuadrados en la categoría T2 continuarán sujetos al régimen tarifario correspondiente a medianas demandas, incluyendo los cargos asociados al suministro y el mecanismo de compensación económica por energía activa inyectada previsto en el presente régimen.

**Facturación por consumos de energía y potencia**

La facturación por los consumos de energía y potencia de los usuarios generadores encuadrados en la categoría T2 en el período $p$ contemplará todos los cargos asociados a dicha categoría tarifaria, incluyendo impuestos, tasas y demás conceptos aplicables, conforme al cuadro tarifario vigente.

**Crédito por Energía Activa Inyectada**

El Crédito por Energía Activa Inyectada correspondiente al usuario de categoría T2 en el período $p$ se determinará como:

$$CEaI_{T2,p} = EaI_{T2,p} \cdot PI_{T2,p}$$

Lic. DAIANA G. SOTO FERNÁNDEZ
G.A.E. - ERSEPT

Sabrina Tenreiro

Mag. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

donde:

- $EaI_{T2,p}$: Energía Activa Inyectada en el período $p$, expresada en kWh;
- $PI_{T2,p}$: precio de la energía inyectada aplicable a la categoría T2 en el período $p$, expresado en $/kWh.

**Composición de la factura del usuario generador**

El Crédito por Energía Activa Inyectada del período $p$, junto con los saldos no compensados de períodos anteriores, se imputará a la factura del usuario en los mismos términos previstos para las pequeñas demandas. En caso de resultar un crédito superior al importe facturado, el total a pagar de la factura será igual a cero y el excedente se acumulará como saldo para períodos futuros.

### 3.8.3 Grandes Demandas (T4-BT y T4-MT)

Los usuarios generadores encuadrados en la categoría T4, tanto en Baja Tensión (T4-BT) como en Media Tensión (T4-MT), continuarán sujetos al régimen tarifario correspondiente a grandes demandas, considerando la diferenciación horaria prevista en el cuadro tarifario vigente y el mecanismo de compensación por energía activa inyectada establecido en el presente régimen.

**Facturación por consumos de energía y potencia**

La facturación por los consumos de energía y potencia de los usuarios generadores encuadrados en la categoría T4 en el período $p$, tanto en Baja Tensión como en Media Tensión, se realizará conforme al régimen tarifario vigente de EDET S.A., considerando los distintos tramos horarios definidos en el mismo e incluyendo los impuestos, tasas y demás conceptos que correspondan.

**Crédito por Energía Activa Inyectada**

El Crédito por Energía Activa Inyectada correspondiente a los usuarios encuadrados en la categoría T4 se determinará como:

$$CEaI_{k,j,p} = \sum_{i} \left( EaI_{k,j,i,p} \cdot PI_{k,j,i,p} \right)$$

para:

$$k = T4, j = BT, MT, i = \text{pico, resto, valle}$$

donde:

- $EaI_{k,j,i,p}$: Energía Activa Inyectada de la categoría $k$, en el nivel de tensión $j$, en el tramo horario $i$, durante el período $p$, expresada en kWh;
- $PI_{k,j,i,p}$: precio de la energía inyectada aplicable a la categoría $k$, nivel de tensión $j$ y tramo horario $i$, en el período $p$, expresado en $/kWh.

**Composición de la factura del usuario generador**

Lic. DAIANA G. SOTO FERNÁNDEZ
G.A.E. - ERSEPT

Sabrina Tenreiro

Mag. DAMON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

El Crédito por Energía Activa Inyectada del período $p$, junto con los saldos no compensados de períodos anteriores, se imputará a la factura del usuario en los mismos términos previstos para las restantes categorías. En caso de resultar un crédito superior al importe facturado, el total a pagar de la factura será igual a cero y el excedente se acumulará como saldo para períodos futuros.

### 3.8.4 Regla común de compensación y saldo

En todas las categorías tarifarias, la compensación económica entre la facturación del período y el Crédito por Energía Activa Inyectada se realizará de modo tal que:

- si el crédito total del período, sumado al saldo no compensado anterior, fuera inferior o igual al importe facturado, el usuario abonará la diferencia;
- si el crédito total del período, sumado al saldo no compensado anterior, fuera superior al importe facturado, el total a pagar de la factura será igual a cero y el excedente se acumulará como saldo de créditos no compensados para períodos posteriores.

Los saldos no compensados se regirán por lo dispuesto en la Sección 3.6 del presente informe.

## 4. Criterio adoptado por ERSEPT para Generación Distribuida Comunitaria

### 4.1 Definición y alcance

La Generación Distribuida Comunitaria (GDC) comprende los esquemas en los cuales dos (2) o más usuarios titulares de suministros del servicio público de distribución, con puntos de conexión diferenciados, o un mismo usuario con al menos dos (2) puntos de suministro independientes entre sí, participan de manera conjunta en un sistema de generación de energía a partir de fuentes renovables conectado a la red de distribución en el punto de suministro de uno de los usuarios integrantes.

A los efectos del presente régimen tarifario, la Generación Distribuida Comunitaria no constituye una nueva categoría de usuario final ni un sujeto tarifario autónomo respecto de los usuarios participantes, sino una modalidad de organización de la inyección y de asignación de los créditos derivados de la energía generada, valorizada y distribuida entre suministros existentes.

Cada usuario integrante del esquema comunitario mantiene:

- su potencia contratada individual;
- su categoria tarifaria;
- y su relación contractual directa con la Empresa Distribuidora.

### 4.2 Potencia contratada y potencia de inyección

En los esquemas de Generación Distribuida Comunitaria, la potencia máxima del sistema de generación no podrá superar la suma de las potencias contratadas de los usuarios participantes. En el caso de usuarios de pequeñas demandas que no contraten potencia, se considerará como referencia la potencia máxima correspondiente a su categoría tarifaria.

Lic. DAIANA G. SOTO FERNÁNDEZ
G.A.E. - ERSEPT

Sabina Tenreiro

Mag. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

$$CEaI_{c,p}^{neto} = CEaI_{c,p}^{bruto} - CF_{c,p}$$

donde:

- $CEaI_{c,p}^{neto}$: crédito neto distribuible del sistema comunitario en el período $p$;
- $CEaI_{c,p}^{bruto}$: crédito bruto por energía activa inyectada del sistema comunitario;
- $CF_{c,p}$: cargo fijo específico correspondiente al punto de conexión del sistema comunitario en el período $p$.

La detracción del cargo fijo del punto de conexión respecto del crédito bruto del sistema comunitario tiene por objeto internalizar, dentro del propio esquema comunitario, los costos permanentes asociados al vínculo físico de inyección con la red, sin alterar la estructura tarifaria individual de los usuarios participantes.

Si el resultado fuese negativo, el crédito neto distribuible será igual a cero.

### 4.7 Asignación de los créditos entre usuarios participantes

El crédito neto distribuible del sistema comunitario será asignado entre los usuarios participantes conforme a los coeficientes de participación definidos en la solicitud del usuario-generador comunitario.

Para cada usuario $i$integrante del esquema, el crédito asignado en el período $p$se determinará como:

$$CEaI_{i,p} = \alpha_i \cdot CEaI_{c,p}^{neto} \text{con} \sum_i \alpha_i = 1$$

donde:

- $\alpha_i$: coeficiente de participación del usuario $i$;
- $CEaI_{i,p}$: crédito por energía activa inyectada asignado al usuario $i$ en el período $p$.

La asignación de créditos tendrá exclusivamente efectos económicos y tarifarios. No modifica la categoría tarifaria individual de los usuarios participantes ni altera su condición contractual frente a la Empresa Distribuidora.

### 4.8 Facturación

La facturación de los usuarios integrantes de esquemas de Generación Distribuida Comunitaria se realizará de manera individual, mediante la emisión de una factura por suministro y por período de facturación.

Una vez determinado el crédito asignado a cada usuario participante conforme a lo establecido precedentemente, resultarán aplicables, para cada suministro individual, las mismas reglas de compensación y facturación previstas para los usuarios-generadores individuales, de acuerdo con su categoría tarifaria.

Lic. DAIANA G. SOTO FERNÁNDEZ
G.A.E. - ERSEPT

Sabina Tenedo

Mag. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

Sin perjuicio de ello, la potencia máxima admisible en el punto de conexión quedará sujeta a la factibilidad técnica que determine la Empresa Distribuidora, considerando la capacidad disponible de la red, las condiciones de seguridad, calidad del servicio y operación del sistema.

Cuando la habilitación de la inyección requiera obras de adecuación, ampliación o refuerzo de la red de distribución, dichas obras serán financiadas íntegramente por el proyecto comunitario, con carácter no reembolsable. Una vez incorporadas a la red, tales instalaciones pasarán a ser operadas y mantenidas por la Empresa Distribuidora, en su carácter de concesionaria del servicio público.

La participación en un esquema comunitario no modifica por sí misma la potencia contratada individual de los usuarios participantes ni su encuadre tarifario individual.

### 4.3 Punto de conexión del sistema comunitario

El sistema de Generación Distribuida Comunitaria se vinculará físicamente a la red a través de un punto de conexión específico, correspondiente al suministro en el cual se emplaza la instalación de generación.

Dicho punto de conexión quedará sujeto a un **cargo fijo específico, determinado en función de la potencia máxima de inyección habilitada**, destinado a cubrir los costos permanentes asociados a:

- medición;
- administración;
- operación;
- mantenimiento ordinario;
- y demás costos permanentes vinculados al punto de conexión.

La determinación concreta de este cargo fijo se realizará conforme al cuadro tarifario que se apruebe al efecto.

La remuneración del capital regulatorio sobre las obras de adecuación o ampliación financiadas por terceros deberá tratarse separadamente en el marco de la RTI, evitando reconocer remuneración al capital sobre inversiones financiadas por usuarios cuando ello no corresponda.

### 4.4 Precio de la energía inyectada del sistema comunitario

La energía inyectada por el sistema comunitario será valorizada conforme a la misma metodología general aplicable al precio de la energía inyectada, considerando la categoría tarifaria y el nivel de tensión correspondientes al punto de conexión del sistema de generación.

En consecuencia, el precio de la energía inyectada por el sistema comunitario en el tramo horario $i$, nivel de tensión $n$, región geográfica $z$ y período $t$, se determinará conforme a la siguiente expresión:

$$PI_{i,n,z}^{t} = PE_{i}^{t} \times KT_{n} \times \lambda_{z}$$

donde:

Mag. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

Lic. DAIANA G. SOTO FERNÁNDEZ
G.A.E. - ERSEPT

Sabrina Tricerri

- $PI^{t}_{i,n,z}$: precio de la energía inyectada, expresado en $/kWh;
- $PE^{t}_{i}$: precio base de la energía evitada en el tramo horario $i$, determinado sobre la base del costo evitado de abastecimiento desde el MEM;
- $KT_n$: coeficiente acumulado de pérdidas técnicas hasta el nivel de tensión $n$, excluyendo pérdidas no técnicas;
- $\lambda_z$: factor de variación según región geográfica de inyección.

Cuando el punto de conexión del sistema comunitario quede comprendido en categorías con diferenciación horaria, la valorización de la energía inyectada deberá realizarse por tramo horario conforme al régimen tarifario vigente.

### 4.5 Determinación del crédito por energía inyectada del sistema comunitario

El crédito bruto por energía activa inyectada del sistema comunitario en el período $p$, denominado $CEaI^{bruto}_{c,p}$, se determinará conforme a la energía efectivamente inyectada y al precio de la energía inyectada aplicable al punto de conexión.

#### 4.5.1 Medianas demandas (T2)

Para sistemas comunitarios encuadrados en la categoría T2:

$$CEaI^{bruto}_{c,p} = EaI_{c,p} \cdot PI_{c,p}$$

donde:

- $EaI_{c,p}$: energía activa inyectada por el sistema comunitario en el período $p$, expresada en kWh;
- $PI_{c,p}$: precio de la energía inyectada aplicable al sistema comunitario en el período $p$, expresado en $/kWh.

#### 4.5.2 Grandes demandas (T4-BT y T4-MT)

Para sistemas comunitarios encuadrados en la categoría T4:

$$CEaI^{bruto}_{c,p} = \sum_{i} \left( EaI_{c,i,p} \cdot PI_{c,i,p} \right)$$

donde:

- $EaI_{c,i,p}$: energía activa inyectada por el sistema comunitario en el tramo horario $i$, durante el período $p$, expresada en kWh;
- $PI_{c,i,p}$: precio de la energía inyectada aplicable al tramo horario $i$, expresado en $/kWh.

### 4.6 Determinación del crédito neto distribuible

A efectos de obtener el crédito neto distribuible entre los usuarios participantes, del crédito bruto del sistema comunitario se detraerá el cargo fijo correspondiente al punto de conexión:

Lic. DAIANA G. SOTO FERNÁNDEZ
G.A.E. - ERSEPT

Mag. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

Sabrina Tenreiro

ERSEPT FOLIO 39.16.

La participación en un esquema de Generación Distribuida Comunitaria no altera la estructura tarifaria individual del usuario final, sino que introduce un mecanismo de determinación del crédito bruto del sistema comunitario, detracción del cargo fijo del punto de conexión y posterior asignación del crédito neto entre los usuarios participantes.

## 5. Tratamiento impositivo

La instrumentación económica del régimen de Generación Distribuida deberá realizarse de manera compatible con la normativa tributaria nacional, provincial y municipal vigente, así como con las disposiciones específicas aplicables al Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable Integrada a la Red Eléctrica Pública.

En particular, la compensación económica derivada de la energía inyectada a la red deberá implementarse sin alterar indebidamente la base imponible de los tributos aplicables al suministro eléctrico y de conformidad con el tratamiento fiscal que establezca la normativa vigente en cada jurisdicción.

Sin perjuicio de ello, corresponde señalar que el régimen nacional de Generación Distribuida contempla instrumentos promocionales y disposiciones específicas de naturaleza tributaria, cuya aplicación deberá observarse en cada caso conforme a la normativa vigente y a la interpretación de las autoridades competentes.

## 6. Seguimiento regulatorio y etapa inicial de implementación

La implementación inicial del régimen de Generación Distribuida en la Provincia de Tucumán debe compatibilizar el desarrollo de nuevas modalidades de autoconsumo e inyección con la necesidad de preservar la sostenibilidad económica del servicio público de distribución, la adecuada asignación de costos entre usuarios y la operación segura y eficiente de la red. En tal sentido, y considerando el carácter incipiente de estas modalidades en el ámbito provincial, resulta razonable adoptar un enfoque regulatorio gradual que permita acompañar su expansión, evaluar sus efectos y, en su caso, introducir oportunamente los ajustes que correspondan.

En particular, el mantenimiento de esquemas tarifarios simples para usuarios de pequeña demanda, así como la incorporación de mecanismos específicos para modalidades de generación distribuida comunitaria, exige preservar condiciones de seguimiento regulatorio que permitan evaluar, conforme evolucione la penetración de la Generación Distribuida, sus efectos sobre la sostenibilidad económica del servicio de distribución, la utilización de la red y la eventual transferencia de costos al resto de los usuarios.

Con el objeto de monitorear dichos efectos en el ámbito de la Provincia de Tucumán, se propone encuadrar inicialmente el desarrollo de la Generación Distribuida bajo un esquema de sandbox regulatorio, aplicable durante el presente período tarifario o hasta que la potencia total habilitada de Generación Distribuida alcance el cinco por ciento (5%) de la demanda máxima registrada en la provincia, lo que ocurra primero.

En consecuencia, durante esta etapa inicial se establece como límite global para la incorporación de Generación Distribuida una potencia total equivalente al cinco por ciento (5%) de la demanda máxima provincial. Alcanzado dicho umbral, el régimen deberá ser objeto de revisión específica por parte de la Autoridad Regulatoria, a fin de evaluar su continuidad, adecuación o

Lic. DAIANA G. SOTO FERNÁNDEZ
G.A.E. - ERSEPT

Sabrina Tenela

Mag. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

ERSEPT FOLIO 3917

reformulación en función de los efectos observados sobre la operación de la red, la sostenibilidad económica del servicio y la asignación de costos entre usuarios.

Lic. DAIANA G. SOTO FERNÁNDEZ
G.A.E. - ERSEPT

Sabrina Tenedo

Mag. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

ERSEPT

GOBIERNO DE TUCUMÁN

ERSEPT FOLIO 3918

## Bibliografía


- Argentina. Ley N.º 27.424. Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable Integrada a la Red Eléctrica Pública. Boletín Oficial, 27/12/2017.
- Decreto Reglamentario N.º 986/2018. Boletín Oficial, 02/11/2018.
- Secretaría de Energía. Resolución N.º 314/2018.
- Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética. Disposición N.º 28/2019.
- Secretaría de Energía. Resoluciones N.º 608/2023 y N.º 919/2023.
- Provincia de Tucumán. Ley N.º 9.159. *Adhesión a la Ley Nacional 27.424.*
- ERSEPT. Resolución N.º 565/25, 23 de mayo de 2025.


Lic. DAIANA G. SOTO FERNÁNDEZ
G.A.E. - ERSEPT

Sabrina Tévelo

Mag. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

ERSEPT

GOBIERNO DE TUCUMÁN

ERSEPT FOLIO 3919

Anexo I

## Cuadro Tarifario con Generación Distribuida

| | | |
|---|---|---|
| **Tarifa 1 R (Pequeñas demandas uso residencial)** | | |
| **Cargo por Energía Activa Inyectada Usuarios sin Subsidio Nacional** | $/kWh | 106,7289 |
| **Cargo por Energía Activa Inyectada Usuarios con Subsidio Nacional** | $/kWh | 45,4636 |
| **Tarifa 1 RP (Pequeñas demandas uso residencial con medición de potencia)** | | |
| **Cargo por Energía Activa Inyectada Usuarios sin Subsidio Nacional** | $/kWh | 106,7289 |
| **Cargo por Energía Activa Inyectada Usuarios con Subsidio Nacional** | $/kWh | 45,4636 |
| **Tarifa 1 RC (Pequeñas demandas uso residencial colectiva)** | | |
| **Cargo por Energía Activa Inyectada** | $/kWh | 106,7742 |
| **Tarifa 1 G (Pequeñas demandas uso general)** | | |
| **Cargo por Energía Activa Inyectada** | $/kWh | 90,7161 |
| **Tarifa 1 GP (Pequeñas demandas uso general con medición de potencia)** | | |
| **Cargo por Energía Activa Inyectada** | $/kWh | 90,7161 |
| **Tarifa 2 (Medianas demandas)** | | |
| **Cargo por Energía Activa Inyectada** | $/kWh | 90,6196 |
| **Tarifa 4 (Grandes demandas)** | | |
| Tarifa 4 para potencia menor a 300 kW Cargo por Energía Activa Inyectada | | |
| **En baja tensión** | | |
| Período horas de Punta | $/kWh | 92,2101 |
| Período horas de Resto | $/kWh | 90,4427 |
| Período horas de Valle | $/kWh | 89,5439 |

Lic. DAIANA G. SOTO FERNÁNDEZ
G.A.E. - ERSEPT

Sabrina Tenaglia

Mag. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

| | | |
|---|---|---|
| **En media tensión** | | |
| Período horas de Punta | $/kWh | 85,4550 |
| Período horas de Resto | $/kWh | 83,8171 |
| Período horas de Valle | $/kWh | 82,9841 |

Tarifa 4 para potencia iguales o mayores a 300 kW Cargo por Energía Activa Inyectada

| | | |
|---|---|---|
| **En baja tensión** | | |
| Período horas de Punta | $/kWh | 89,0318 |
| Período horas de Resto | $/kWh | 87,3462 |
| Período horas de Valle | $/kWh | 86,4889 |
| **En media tensión** | | |
| Período horas de Punta | $/kWh | 82,5095 |
| Período horas de Resto | $/kWh | 80,9474 |
| Período horas de Valle | $/kWh | 80,1529 |

**Tarifa 6 - Peaje (Grandes demandas)**

Tarifa 6 para potencia menor a 300 kW Cargo por Energía Activa Inyectada

| | | |
|---|---|---|
| **En baja tensión** | | |
| Período horas de Punta | $/kWh | 92,21008 |
| Período horas de Resto | $/kWh | 90,44273 |
| Período horas de Valle | $/kWh | 89,54393 |
| **En media tensión** | | |
| Período horas de Punta | $/kWh | 85,45497 |
| Período horas de Resto | $/kWh | 83,81710 |
| Período horas de Valle | $/kWh | 82,98414 |

Tarifa 6 para potencia iguales o mayores a 300 kW Cargo por Energía Activa Inyectada

| | | |
|---|---|---|
| **En baja tensión** | | |
| Período horas de Punta | $/kWh | 89,03177 |
| Período horas de Resto | $/kWh | 87,34624 |
| Período horas de Valle | $/kWh | 86,48890 |
| **En media tensión** | | |
| Período horas de Punta | $/kWh | 82,50950 |

Lic. DAIANA G. SOTO FERNÁNDEZ
G.A.E. - ERSEPT

Sabrina Tenaglia

Mag. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

ERSEPT

GOBIERNO DE TUCUMÁN

ERSEPT FOLIO 3921

| | | |
|---|---|---|
| Período horas de Resto | $/kWh | 80,94745 |
| Período horas de Valle | $/kWh | 80,15292 |

Lic. DAIANA G. SOTO FERNÁNDEZ
G.A.E. - ERSEPT

Sabrina Tenelo

Mag. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

ERSEPT

GOBIERNO DE TUCUMÁN

ERSEPT FOLIO 2

**ERSEPT – Informe Técnico**

**Tema:** Mecanismo de Actualización VAD – RTI 2025–2030
**Área:** Gerencia de Asuntos Económicos (GAE)
**Fecha:** abril 2026

## 1. Introducción y relevancia

La estimación del **Valor Agregado de Distribución (VAD)** considera los valores de los costos de distribución en un determinado momento del tiempo. Sin embargo, en regímenes de alta inflación, como el que enfrenta Argentina, ocurren cambios muy significativos en los precios de los insumos con una frecuencia elevada *(Amoretti & Manzanelli, 2023)*. Estos cambios modifican los costos de prestar el servicio, aun sin alterar los niveles de eficiencia de la empresa, y son exógenos a la distribuidora. De esta manera, la actualización periódica de los costos en el sector de distribución eléctrica resulta crucial para garantizar la sostenibilidad y calidad del servicio, disminuir la incertidumbre y mejorar el acceso para hogares y empresas.

En el contexto macroeconómico actual, caracterizado por la persistencia de la inflación y la variabilidad de los precios relativos, la implementación de un **mecanismo de actualización del VAD** se presenta como una herramienta indispensable para reducir la exposición de la actividad regulada a factores de riesgo externos y asegurar la continuidad operativa del servicio eléctrico en la provincia de Tucumán. La dinámica de los precios de los insumos —mano de obra, materiales, equipamiento, servicios contratados y costos financieros— impacta directamente sobre los requerimientos de ingresos de la distribuidora, incluso sin que medien cambios en su eficiencia operativa.

La experiencia regulatoria nacional y provincial demuestra que la ausencia de mecanismos de actualización adecuados genera distorsiones tarifarias, compromete la sostenibilidad financiera de las empresas y, en consecuencia, puede derivar en un deterioro de la calidad del servicio. Por el contrario, los esquemas de ajuste periódico —como los implementados bajo el modelo *Price Cap* o "precio tope"— promueven la estabilidad del sistema al permitir una recuperación gradual y transparente de los costos reconocidos.

El enfoque *Price Cap* adoptado en el marco regulatorio argentino busca emular las condiciones de eficiencia propias de un mercado competitivo. Bajo este esquema, los precios evolucionan conforme a la diferencia entre el crecimiento de los costos nominales de los insumos y la variación de la **Productividad Total de los Factores (TFP)**, representada por el denominado **Factor X** *(Bernstein y Sappington, 2000)*. De este modo, se incentiva a las empresas a minimizar sus costos y, en el mediano plazo, trasladar a los usuarios los beneficios derivados de los incrementos de productividad.

En la provincia de Tucumán, el **ERSEPT** incorporó formalmente este principio en la **Resolución N° 645/20**, mediante la cual se aprobó el régimen de actualización del VAD correspondiente al período 2020–2025. Dicho régimen, basado en la metodología de redeterminación de costos a través de una matriz de índices oficiales del **INDEC** y del **BCRA**, constituyó un antecedente central para la elaboración

Lic. DAIANA G. SOTO FERNÁNDEZ
G.A.E. - ERSEPT

Mag. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

ERSEPT FOLIO 2 GOBIERNO DE TUCUMÁN

del presente mecanismo. La metodología demostró ser replicable, objetiva y de bajo costo regulatorio, al emplear información pública y verificable, e incorporar revisiones semestrales con factores de eficiencia diferenciados por año.

En continuidad con esa experiencia, el **nuevo Mecanismo de Actualización del VAD 2025–2030** busca consolidar un esquema técnico y normativamente robusto que:

- **Preserve los principios tarifarios de transparencia, objetividad y previsibilidad.** El mecanismo se apoya en una estructura metodológica clara, fundada en normas vigentes — Ley Nacional 24.065, Leyes Provinciales 6.509 y 6.608— y en procedimientos públicos de revisión. La utilización de información oficial (INDEC, BCRA) y la aplicación de fórmulas previamente definidas permiten reducir la discrecionalidad y garantizar la trazabilidad de los cálculos. Esto fortalece la confianza entre los actores del sistema eléctrico y otorga previsibilidad al marco regulatorio provincial.
- **Asegure la sustentabilidad económica y financiera del servicio público.** La actualización periódica de los costos reconocidos evita desfasajes entre los ingresos de la distribuidora y la evolución real de los precios en la economía. Al reflejar la variación efectiva de los insumos, el mecanismo protege la capacidad operativa de la concesionaria y reduce la necesidad de ajustes extraordinarios, promoviendo un sendero tarifario gradual, estable y compatible con la capacidad de pago de los usuarios.
- **Mantenga los incentivos a la eficiencia operativa.** La inclusión del **Factor X** en el proceso de actualización garantiza que los incrementos de productividad alcanzados por la distribuidora se trasladen progresivamente a los usuarios, promoviendo una gestión más eficiente de los recursos. Este esquema incentiva la innovación tecnológica y la mejora continua en los procesos de mantenimiento, administración y operación, reforzando la disciplina económica propia del modelo *Price Cap*.
- **Contribuya a la estabilidad regulatoria y a la planificación de largo plazo.** Un mecanismo de actualización previsible y técnicamente fundado reduce la incertidumbre tanto para el regulador como para la distribuidora, favoreciendo la planificación de inversiones en redes, equipamiento y calidad del servicio. Asimismo, al sincronizar los períodos de ajuste con los ciclos estacionales del Mercado Eléctrico Mayorista, se logra coherencia entre la evolución de los precios mayoristas de la energía y los costos de distribución, fortaleciendo la consistencia Inter temporal del sistema tarifario.
- **Refuerce la participación y la transparencia en los procesos de revisión.** El procedimiento de aplicación del mecanismo mantiene la obligación de tramitar instancias de **Consulta Pública Documentada**, asegurando la participación de los usuarios y el acceso a la información que sustenta cada ajuste. Esta apertura constituye una garantía adicional de control social sobre la gestión regulatoria y un elemento central para la legitimidad de las decisiones del Ente.

En síntesis, el mecanismo de actualización constituye una herramienta esencial del proceso regulatorio. No sólo protege la sostenibilidad económica de la actividad, sino que también resguarda los derechos de los usuarios al garantizar la continuidad y calidad del suministro eléctrico, en coherencia con los objetivos generales del proceso de RTI 2025–2030 y con las mejores prácticas regulatorias observadas a nivel nacional e internacional.

Lic. DAIANA G. SOTO FERNÁNDEZ
G.A.E. - ERSEPT

Mgt. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

GOBIERNO DE TUCUMÁN
ERSEPT FOLIO 3424

## 2. Antecedentes

La discusión sobre los mecanismos de actualización del Valor Agregado de Distribución (VAD) se inscribe en una tradición regulatoria consolidada, tanto a nivel internacional como en distintas jurisdicciones subnacionales de la Argentina. En el marco regulatorio de tipo *Price Cap*, la actualización de los costos reconocidos cumple un doble rol: por un lado, permite preservar la sustentabilidad económica del servicio frente a variaciones exógenas en los precios de los insumos; por otro, se articula con el **Factor X** como instrumento para capturar los incrementos de productividad de las empresas y trasladarlos progresivamente a los usuarios.

### 2.1. Marco regulatorio Price Cap y Factor X

El régimen *Price Cap* o "precio tope" se diseñó para emular las condiciones de disciplina competitiva en sectores donde la competencia "en el mercado" es limitada. Bajo este enfoque, los precios regulados evolucionan, en términos simplificados, de acuerdo con la diferencia entre:

- el crecimiento de los **costos nominales de los insumos** utilizados por la empresa, y
- la tasa de cambio de la **Productividad Total de los Factores (TFP)**, capturada mediante el llamado **Factor X** *(Bernstein & Sappington, 2000)*

Así, el mecanismo separa conceptualmente dos dimensiones:

- la **actualización por variación en los precios de la economía**, que reconoce el impacto de los movimientos nominales sobre los costos de explotación, inversión y financiamiento, bajo el supuesto de una combinación eficiente de insumos;
- el **ajuste por eficiencia (Factor X)**, que refleja las ganancias de productividad esperadas en la prestación del servicio, de modo que una parte de esas mejoras se traduzca en menores tarifas reales para los usuarios en el mediano plazo.

Los documentos metodológicos desarrollados para distintas jurisdicciones —como la **"Propuesta Metodológica de Actualización de Costos de EDESA S.A." (2017)** y el **"Diseño Metodológico para la Actualización de la Tarifa por Variación en los Costos de Energía – DPEC" (2024)**— profundizan este enfoque al vincular explícitamente la variación de los costos de distribución con el uso de índices de precios oficiales y al distinguir el rol de la matriz de actualización (que estima el cambio en los costos por variaciones exógenas de precios) del Factor X (asociado a cambios en cantidades, tecnología y organización de la producción).

Desde esta perspectiva, el mecanismo de actualización del VAD que se propone para la RTI 2025–2030 en Tucumán se inserta en la lógica general del *Price Cap*: la matriz de costos captura la variación de precios; el Factor X captura los incrementos de productividad; y la combinación de ambos instrumentos define la trayectoria de las tarifas en términos reales.

### 2.2. Desarrollos metodológicos previos en Argentina

En la última década, distintos entes reguladores provinciales han avanzado en el diseño de **matrices de actualización de costos** que permiten estimar el cambio en el VAD ante variaciones en los precios de los insumos, utilizando información pública y replicable.

Un primer hito metodológico lo constituye la **propuesta elaborada para EDESA S.A. (Salta, 2017)**, que:

Lic. DAIANA G. SOTO FERNÁNDEZ
G.A.E. - ERSEPT

Mag. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

- Presenta un **marco teórico formal** basado en la función de costos, la descomposición del crecimiento de los precios de los servicios en cambios en precios de insumos y TFP, y la discusión sobre números índice (Laspeyres, Paasche, Fisher, Törnqvist);
- Define una **matriz de ponderadores** construida a partir de la estructura de costos resultante del VAD aprobado en la RTI, identificando para cada componente su participación en el costo total y los índices de precios que mejor representan su evolución;
- Propone el uso de un **índice de tipo Laspeyres** (ponderadores fijos del período base) para estimar la variación de los costos, con una caracterización explícita de sus ventajas (simplicidad, replicabilidad, ausencia de discrecionalidad) y de sus límites (posible sobreestimación de costos ante cambios significativos en precios relativos, por efectos de sustitución de insumos);
- y sistematiza las **ventajas regulatorias** del enfoque: utilización de índices oficiales del INDEC y del BCRA, costos operativos bajos para el ente regulador, rapidez en la actualización, previsibilidad de reglas y coherencia con el esquema *RPI–X*.

Sobre esta base, el **proyecto desarrollado para DPEC (Corrientes, 2024)** representa una etapa más aplicada y detallada de la misma lógica. En particular:

- Organiza el VAD en **componentes directos e indirectos**, diferenciando los costos directamente afectados por la variación de precios de los insumos de aquellos que dependen de los ingresos (impuestos, incobrables, costo de capital de trabajo);
- Construye una **Matriz de Costos** a partir de los componentes del VAD aprobados en el expediente de referencia, identificando 23 elementos y desagregando su participación porcentual en el VAD total;
- Asocia a cada componente un conjunto de **Factores de Redeterminación (FR)** representados por 28 índices de precios y de salarios, entre ellos:
    - Índice del Costo de la Construcción (ICC) – nivel general, estructura, gastos generales y mano de obra;
    - Índice de Precios al Consumidor (IPC) regional (NEA en ese caso) por rubros específicos (alquiler de la vivienda y gastos conexos, transporte, comunicación, combustibles, bienes y servicios varios);
    - Índice de Precios Internos al por Mayor (IPIM) por grandes rubros industriales (productos manufacturados, madera, plásticos, cerámicos, metales, máquinas y equipos, aparatos eléctricos, conductores, vehículos, muebles, etc.);
    - Índice de salarios del INDEC;
    - y el tipo de cambio nominal de referencia del BCRA;
- Propone **dos alternativas de implementación** del mecanismo:
    - una actualización **trimestral sistemática**, alineada con los períodos estacionales del Mercado Eléctrico Mayorista;
    - y una actualización sometida a **condición habilitante**, en la que la revisión se activa cuando la variación acumulada de la matriz supera un umbral definido por el ente regulador.

Estos desarrollos metodológicos —primero en el caso de EDESA y luego en el proyecto para DPEC— conforman una **base conceptual y operativa** sobre la cual se apoya la propuesta del ERSEPT para el período 2025–2030: uso de una matriz de costos derivada del VAD aprobado, actualización mediante

Lic. DAIANA G. SOTO FERNÁNDEZ
G.A.E. - ERSEPT

Mag. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

GOBIERNO DE TUCUMÁN
ERSEPT FOLIO 2026

índices oficiales, separación entre costos directos e indirectos, y posibilidad de combinar frecuencia fija de revisión con reglas disparadoras basadas en umbrales de variación.

### 2.3. Experiencias de otros entes reguladores y lecciones para Tucumán

La aplicación de mecanismos de actualización del VAD no es homogénea entre jurisdicciones, pero muestra una convergencia en ciertos elementos de diseño. A modo de referencia, los antecedentes recopilados en los trabajos técnicos incorporados al presente informe muestran que:

- **Entre Ríos** aplica un mecanismo de actualización del VAD con **frecuencia trimestral** y **carácter automático**, combinado con revisiones tarifarias integrales aproximadamente cada cinco años, sin incorporar explícitamente un factor de eficiencia exógeno.
- La provincia de **Buenos Aires** utiliza una **frecuencia anual** de actualización automática del VAD, en el marco de RTI quinquenales, también sin un Factor X explícito.
- **Córdoba** implementa un esquema con **actualizaciones trimestrales sujetas a condición habilitante** (por ejemplo, superación de determinados umbrales de variación), y revisiones integrales con una frecuencia más alta (anual), sin factor de eficiencia explícito.
- **Mendoza** combina una **frecuencia anual de actualización** sujeta a condición habilitante, con RTI quinquenales, incorporando explícitamente un **Factor de Eficiencia** aplicado sobre los costos operativos de la distribuidora.
- En el **Área Metropolitana de Buenos Aires (AMBA)**, las distribuidoras bajo jurisdicción nacional han operado con mecanismos de actualización semestral del VAD, de carácter predominantemente automático, en el marco de revisiones integrales cada cinco años y con reconocimiento de factores de eficiencia.

Estos antecedentes muestran que, más allá de diferencias en frecuencia (mensual, trimestral, semestral o anual) y en el carácter automático o condicionado del mecanismo, existe un **consenso regulatorio** en torno a tres ideas centrales:

1. La necesidad de contar con **instrumentos explícitos de actualización del VAD** entre revisiones tarifarias integrales, en contextos de inflación moderada o alta.
2. La pertinencia de utilizar **índices de precios y salarios oficiales** como variables de referencia, minimizando la discrecionalidad y facilitando la replicabilidad de los cálculos tanto por parte de los entes reguladores como de las distribuidoras.
3. La conveniencia de articular la actualización por precios con la **aplicación de factores de eficiencia exógenos**, consistentes con el enfoque *Price Cap*, de modo que el mecanismo no se limite a trasladar íntegramente los aumentos de costos, sino que preserve los incentivos a la mejora de productividad.

En este contexto, la provincia de **Tucumán** ya cuenta con un antecedente relevante a través de la **Resolución ERSEPT N° 645/20**, que para el período 2020–2025:

- Adoptó una **Matriz de Costos** construida a partir del VAD de EDET S.A.,
- Definió una lista de **Factores de Redeterminación** muy similar a la utilizada en otros entes (ICC, IPC NOA por rubros, IPIM sectoriales, índice de salarios, tipo de cambio),
- Estableció un **Factor de Eficiencia** anual negativo (reducción gradual del VAD en términos reales) aplicado en las revisiones de noviembre de cada año.

Lic. DAIANA G. SOTO FERNÁNDEZ
G.A.E. - ERSEPT

Mag. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

La propuesta de mecanismo de actualización para el período **2025–2030** se apoya en esta trayectoria y recoge las lecciones de las experiencias de otras jurisdicciones: refuerza el uso de información oficial, mantiene la lógica de separación entre actualización por precios y Factor X, y consolida un esquema que combina **sustentabilidad económica, simplicidad operativa y consistencia con los principios del marco *Price Cap***.

## 3. Marco Normativo para Tucumán

El régimen tarifario aplicable al servicio público de distribución de energía eléctrica en Tucumán se sustenta en el **marco regulatorio nacional y provincial**, compuesto por la **Ley Nacional N° 24.065** —que establece los principios rectores de la regulación eléctrica en la Argentina— y las **Leyes Provinciales N° 6.509** y **N° 6.608**, que organizan la competencia del **Ente Único de Control y Regulación de los Servicios Públicos Provinciales (ERSEPT)** como autoridad de aplicación.

Estas normas determinan que las tarifas deben fijarse de manera que permitan cubrir los costos eficientes de prestación, asegurar una rentabilidad razonable para la empresa concesionaria y mantener incentivos a la eficiencia, en un contexto de transparencia y participación de los usuarios.

Sobre esa base, el marco normativo tucumano ha evolucionado a través de dos hitos fundamentales:

1. la **Metodología de Ajuste de la Tarifa** aprobada mediante el **Anexo N° 1 del Acta de Renegociación Integral (ARI)**, y
2. la **Metodología de Redeterminación del Valor Agregado de Distribución (VAD)** incorporada en el **Anexo II de la Resolución ERSEPT N° 645/20**.

### 3.1. El Acta de Renegociación Integral (ARI) – Anexo N° 1

El **Anexo N° 1 del Acta de Renegociación Integral (ARI)** —denominado *"Metodología de Ajuste de la Tarifa"*— constituye el **instrumento normativo fundacional** del régimen de actualización tarifaria en la provincia de Tucumán.
Este documento, aprobado durante el proceso de normalización contractual iniciado en 2007, sentó las bases metodológicas que aún rigen la estructura tarifaria vigente, introduciendo principios, procedimientos y definiciones que continúan siendo aplicables y que fueron luego ampliados en las revisiones tarifarias posteriores.

#### 3.1.1 Objetivos y principios rectores

El propósito central de la metodología establecida en la ARI fue **disminuir los factores de riesgo externos** a la actividad de distribución y **garantizar la sustentabilidad económica** del servicio público, preservando la equidad tarifaria y la calidad de la prestación.

El texto se alinea expresamente con los **principios tarifarios de la Ley Nacional N° 24.065** y las **Leyes Provinciales N° 6.509 y N° 6.608**, reafirmando que las tarifas deben cubrir los **costos eficientes de prestación**, incluir una **rentabilidad razonable**, y asegurar **transparencia, objetividad y previsibilidad** en su determinación.

El Anexo estableció tres pilares conceptuales que estructuran el sistema de actualización hasta hoy:

1. **Separación de componentes tarifarios**: se diferencian los costos ajenos a la gestión del concesionario —abastecimiento, transporte, impuestos— de los **costos propios de**

GOBIERNO DE TUCUMÁN
ERSEPT FOLIO 3923

**distribución (VAD)**. Solo estos últimos son objeto del mecanismo de actualización regulatoria, ya que reflejan los recursos e insumos utilizados por la empresa bajo criterios de eficiencia.

2. **Principio de pass-through automático**: los costos exógenos (por ejemplo, precios mayoristas de energía o nuevos impuestos) se trasladan directamente a tarifa en su "exacta incidencia", sin afectar la remuneración del distribuidor.
3. **Procedimiento formal de redeterminación del VAD**: se establece una metodología específica para reconocer los cambios en los precios de los insumos que integran el VAD, a través de un índice representativo y condiciones de activación claramente definidas.

### 3.1.2 Estructura del mecanismo

El **ajuste del VAD** se apoya en una herramienta metodológica clave: el **Índice Representativo de los Costos Directos de la Prestación (IRCP)**, construido a partir de la **Matriz de Costos** del distribuidor.

Esta matriz identifica los principales rubros de gasto (mano de obra, materiales, servicios, depreciaciones, impuestos, etc.), su peso relativo en el costo total y los indicadores oficiales que describen su evolución en el tiempo (IPIM, ICC, IPC, ISNG, tipo de cambio).

El **IRCP** actúa como un **indicador sintético de variación de costos**. Su actualización periódica permite al ERSEPT y a la distribuidora evaluar objetivamente cuándo corresponde iniciar un proceso de revisión tarifaria.

La **condición habilitante** para activar dicho proceso se fija en dos etapas:

- Primero, cuando la variación del IRCP —producto de los cambios en los índices de precios— alcanza o supera un umbral mínimo (3 % en valor absoluto);
- Segundo, cuando esa variación acumulada en los costos directos del VAD iguala o supera el 5 %.

Una vez verificadas estas condiciones, el **ERSEPT** queda facultado para iniciar la revisión del VAD, ya sea **de oficio** o a solicitud de la **distribuidora**, siguiendo un procedimiento reglado que asegura transparencia, participación y control social.

### 3.1.3 Procedimiento de revisión del VAD

El proceso diseñado por la ARI está cuidadosamente escalonado para compatibilizar la estabilidad regulatoria con la actualización oportuna de las tarifas:

1. **Solicitud o detección de variación significativa**: la revisión puede iniciarse por pedido fundado de la distribuidora o por decisión del ERSEPT, a partir del monitoreo del IRCP.
2. **Verificación formal de la condición habilitante**: el Ente dispone de un plazo de cinco (5) días hábiles para confirmar que se cumplen las condiciones que habilitan el análisis y en caso de corresponder, avanzar y efectuar la convocatoria a consulta pública documentada, en la cual se exponen las causas, magnitud y justificación del ajuste.
3. **Decisión y publicación**: una vez celebrada la consulta pública documentada, el ERSEPT debe disponer si aprueba el nuevo cuadro tarifario o no, el cual debe publicarse en el Boletín Oficial y en los diarios de mayor circulación.

Lic. DAIANA G. SOTO FERNÁNDEZ
G.A.E. - ERSEPT

Mag. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

4. **Resolución**: El Ente Regulador de Servicios Públicos de Tucumán **(ERSEPT)** debe emitir, dentro de un plazo razonable, un acto administrativo debidamente fundado respecto de la aceptación o rechazo del nuevo cuadro tarifario constituye una exigencia esencial del derecho administrativo y del principio de seguridad jurídica.

En primer lugar, el plazo razonable se vincula con el principio de eficacia y celeridad que rige la actuación administrativa. La demora injustificada en resolver genera incertidumbre tanto para el prestador del servicio como para los usuarios, afectando la previsibilidad financiera y operativa del sistema.

En segundo término, el acto debe estar debidamente motivado. La fundamentación no es un requisito meramente formal, sino una garantía sustancial que permite:

- Controlar la legalidad y razonabilidad de la decisión.
- Asegurar transparencia en la gestión pública.
- Permitir la eventual revisión judicial.
- Proteger el derecho de defensa de las partes involucradas.

Asimismo, tratándose de la aprobación o rechazo de un cuadro tarifario, la decisión impacta directamente en la sustentabilidad del sistema, ya que las tarifas deben cubrir costos operativos, inversiones, mantenimiento y garantizar la continuidad y calidad del servicio. Una resolución tardía o infundada puede:

- Desfinanciar al prestador.
- Generar deterioro en la calidad del servicio.
- Afectar el equilibrio económico-financiero.

De este modo, la ARI introdujo un procedimiento reglado y autolimitado para la autoridad de aplicación, combinando la protección de la sostenibilidad empresarial con la defensa de los derechos de los usuarios y la transparencia de la gestión regulatoria.

### 3.1.4 Aplicación del Factor de Eficiencia

El régimen incorporó además el **Factor de Eficiencia (FX)** como un instrumento correctivo anual. Su función es trasladar a los usuarios, de manera gradual, los beneficios derivados de las mejoras de productividad de la distribuidora.

El FX se aplica sobre el VAD luego de los ajustes por precios, y responde a dos criterios:

- reconocer los efectos del **avance tecnológico** y del **crecimiento de la demanda** en la reducción de los costos medios;
- y preservar la estabilidad económica de la empresa cuando el crecimiento de la energía distribuida no alcanza los valores de referencia.

La ARI dispuso que, en tales casos, el FX asumiera el valor unitario (sin ajuste), asegurando neutralidad en contextos de baja expansión del mercado.

Lic. DAIANA G. SOTO FERNÁNDEZ
G.A.E. - ERSEPT

Mag. DAMON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

Adicionalmente, se creó el **Fondo Plan de Transporte (FPT)**, al cual se destinaba el 50 % de la reducción tarifaria generada por el FX, con el objetivo de financiar obras de ampliación y modernización del sistema eléctrico provincial.

La metodología establecida en el Anexo N° 1 de la ARI introdujo, por primera vez en Tucumán, un régimen tarifario explícitamente alineado con los **principios del modelo *Price Cap***. Al definir un esquema en el que las tarifas evolucionan en función de la **variación de los precios de la economía** (componente exógeno) y del **Factor de Eficiencia** (componente endógeno), el sistema replicó la lógica de incentivos propia de la regulación por precios tope. El **Índice Representativo de los Costos Directos de la Prestación (IRCP)**, las **condiciones habilitantes para la revisión del VAD**, y el procedimiento reglado y aprobación constituyeron las primeras herramientas de control y transparencia aplicadas en la provincia a partir de principios objetivos.

Este diseño sentó las bases para las revisiones tarifarias posteriores, donde el ERSEPT consolidó el uso de **matrices de costos, índices oficiales y factores de redeterminación** como instrumentos técnicos estandarizados. La **Resolución N° 645/20** —que rigió el período 2020–2025— retomó y amplió estos lineamientos, adecuándolos a un contexto macroeconómico más volátil y reforzando el vínculo entre el mecanismo de actualización del VAD y el esquema regulatorio de incentivos a la eficiencia.

### 3.2. Resolución ERSEPT N° 645/20 – RTI 2020–2025

La **Resolución ERSEPT N° 645/20**, dictada en el marco de la **Revisión Tarifaria Integral 2020–2025** de **EDET S.A.**, representa la **actualización normativa y metodológica** del esquema tarifario instaurado por la **Acta de Renegociación Integral (ARI)**.
Esta resolución constituye el **antecedente inmediato** del mecanismo de actualización del Valor Agregado de Distribución (VAD) que se propone para el período 2025–2030, al consolidar en un solo cuerpo regulatorio los principios del modelo *Price Cap*, los instrumentos técnicos de redeterminación y los procedimientos de control y participación ciudadana.

#### 3.2.1 Contexto y objetivos

El ERSEPT aprobó la Resolución 645/20 con el propósito de **dotar al régimen tarifario provincial de una estructura estable y verificable** para la actualización periódica de los ingresos reconocidos a la distribuidora.

El nuevo esquema buscó mantener la **sustentabilidad económica del servicio** en un entorno macroeconómico volátil, reducir la discrecionalidad en las decisiones de ajuste y garantizar la **equidad y previsibilidad** en la evolución de las tarifas.

El texto se inspira directamente en los principios del *Price Cap*, distinguiendo entre:

- las **variaciones exógenas** en los precios de los insumos y factores de producción, que deben ser reconocidas mediante la **redeterminación del VAD**, y
- las **variaciones endógenas** asociadas a la eficiencia de gestión, capturadas a través del **Factor de Eficiencia (FX)**, que promueve mejoras productivas sin trasladar automáticamente los incrementos de costos a los usuarios.

Lic. DAIANA G. SOTO FERNÁNDEZ
G.A.E. - ERSEPT

Mag. DAMÓN, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

GOBIERNO DE TUCUMÁN
ERSEPT FOLIO 33

### 3.2.2 Estructura metodológica y marco procedimental

El **Anexo II de la Resolución 645/20**, titulado *"Metodología para la Redeterminación del Valor Agregado de Distribución de EDET S.A."*, formaliza la estructura de cálculo y los procedimientos operativos del mecanismo.

Este anexo establece con precisión los **componentes del VAD**, los **factores de redeterminación aplicables**, la **frecuencia y condiciones de revisión**, y el **rol del ERSEPT** en cada etapa del proceso.

Los elementos centrales del régimen pueden sintetizarse del siguiente modo:

#### a) Periodicidad y sincronización con el MEM

El ajuste del VAD se realiza en los meses de **mayo y noviembre de cada año**, coincidiendo con los **períodos estacionales del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)**.

Cada revisión determina los valores del VAD aplicables a los dos trimestres siguientes, asegurando coherencia temporal entre la actualización de los costos de distribución y la evolución de los precios mayoristas de la energía.

De forma excepcional, la primera revisión del período 2020–2025 se efectuó en noviembre de 2021, a fin de alinear el nuevo mecanismo con la información base derivada del estudio tarifario y las condiciones macroeconómicas vigentes.

#### b) Condiciones habilitantes y procedimiento de revisión

La **redeterminación del VAD** sólo puede llevarse a cabo cuando se verifica el cumplimiento de las **condiciones habilitantes** previstas en el punto 3.2 del Anexo 1 de la ARI, adoptadas nuevamente en esta resolución.

El procedimiento establece que el ERSEPT:

1. **Evalúe de oficio o a pedido de la distribuidora** la evolución de la matriz de costos y determine si la variación de los precios de la economía justifica la apertura del proceso.
2. **Notifique a la concesionaria** sobre el cumplimiento de la condición habilitante dentro de los cinco (5) días hábiles de presentada la solicitud.
3. El Ente Regulador de Servicios Públicos de Tucumán **(ERSEPT)** debe emitir, dentro de un plazo razonable, un acto administrativo debidamente fundado respecto de la aceptación o rechazo del nuevo cuadro tarifario constituye una exigencia esencial del derecho administrativo y del principio de seguridad jurídica.

Este procedimiento preserva el equilibrio entre **celeridad y control regulatorio**, evitando rezagos en los ingresos de la distribuidora sin comprometer la transparencia y la revisión técnica de los cálculos.

#### c) Consulta Pública Documentada

La Resolución 645/20 reafirma el principio de **participación ciudadana** mediante la obligatoriedad de sustanciar una **Consulta Pública Documentada** antes de la aprobación de cada redeterminación del VAD.

Lic. DAIANA G. SOTO FERNÁNDEZ
G.A.E. - ERSEPT

Mag. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

Este mecanismo garantiza que los usuarios puedan acceder a la información técnica, formular observaciones y conocer los fundamentos de los ajustes, fortaleciendo así la legitimidad de las decisiones regulatorias.

### d) Estructura del cálculo: costos directos e indirectos

El anexo distingue claramente entre:

- **Costos Directos de la Prestación**, que dependen de los precios de los insumos y servicios empleados en la operación y mantenimiento de la red, y
- **Costos Indirectos**, que varían en proporción a los ingresos derivados del ajuste del VAD, incluyendo impuestos, tasas e incobrables.

El cálculo del VAD actualizado se realiza mediante una **Matriz de Costos** que pondera la participación relativa de cada componente y aplica los **Factores de Redeterminación (FR)** correspondientes a cada rubro.

### e) Factores de Redeterminación (FR)

La Resolución incorpora una lista detallada de **28 factores** construidos a partir de índices oficiales del **INDEC** y del **BCRA**, entre ellos: el **Índice del Costo de la Construcción (ICC)** en sus distintos componentes, el **Índice de Precios al Consumidor (IPC–NOA)** por rubros específicos, los **Índices de Precios Internos al por Mayor (IPIM)** sectoriales, el **Índice de Salarios Nivel General (ISNG)** y el **Tipo de Cambio nominal** de referencia.

Estos factores, aplicados conforme a los ponderadores definidos en la matriz, permiten **replicar fielmente la variación de los precios de la economía**, evitando discrecionalidad y garantizando trazabilidad técnica.

La lista completa de índices, sus fuentes y su correspondencia con los componentes del VAD se detalla en el **Anexo Técnico I** de este informe (*Matriz de Costos y Factores de Redeterminación*), el cual constituye un elemento complementario y referencial de la presente metodología.

### f) Factor de Eficiencia (FX)

El mecanismo mantiene la aplicación anual del **Factor de Eficiencia (FX)**, retomando el principio introducido por la ARI pero con valores explícitos fijados para cada año del período tarifario.

El ERSEPT definió una trayectoria descendente de factores (–0,50 % en 2022; –0,47 % en 2023; –0,43 % en 2024; –0,38 % en 2025), aplicados en las revisiones de noviembre.

Este esquema reafirma el compromiso regulatorio con la mejora continua en la gestión y con la transferencia a los usuarios de los beneficios derivados del aumento de la productividad.

### g) Criterios de proyección y coherencia temporal

La resolución prevé que, ante la falta de información publicada por el INDEC en el momento del cálculo, se utilicen **proyecciones de corto plazo** basadas en el **Relevamiento de Expectativas de Mercado (REM)** del Banco Central, lo que otorga continuidad al mecanismo y evita discontinuidades en la actualización.

## Alcance y efectos regulatorios

Lic. DAIANA G. SOTO FERNÁNDEZ
G.A.E. - ERSEPT

Mag. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

Con la Resolución 645/20, el ERSEPT consolidó un **mecanismo técnico-normativo de actualización del VAD** que conjuga:

- **Objetividad y replicabilidad**, al basarse en índices oficiales y fórmulas explícitas;
- **Transparencia institucional**, al requerir procedimientos documentados y audiencias públicas;
- **Previsibilidad regulatoria**, al establecer frecuencias fijas y plazos definidos; y
- **Compatibilidad con el modelo *Price Cap***, al mantener la separación entre ajuste por precios y ajuste por eficiencia.

Este marco normativo transformó el procedimiento de actualización del VAD en una **política regulatoria estable y controlable**, que permite al ERSEPT intervenir con criterios técnicos claros, garantizar la sostenibilidad financiera de la distribuidora y brindar certidumbre a los usuarios del servicio público.

## 4. Propuesta para el período 2025-2030

La presente propuesta tiene por finalidad **actualizar y perfeccionar el Mecanismo de Actualización del Valor Agregado de Distribución (VAD)** aplicable en la provincia de Tucumán para el próximo quinquenio regulatorio 2025–2030.

El diseño se apoya en los principios normativos vigentes —establecidos en la Ley Nacional N° 24.065, las Leyes Provinciales N° 6.509 y N° 6.608, el Acta de Renegociación Integral (ARI) y la Resolución ERSEPT N° 645/20— y en la experiencia acumulada por el Ente Regulador durante el período tarifario anterior.

El objetivo central es **garantizar la sustentabilidad económica y técnica del servicio público de distribución eléctrica**, mediante un mecanismo de actualización que sea **previsible, transparente y replicable**, capaz de reflejar con precisión la evolución de los costos de prestación y mantener los incentivos a la eficiencia operativa.

En este marco, la propuesta busca **preservar la coherencia metodológica con los esquemas anteriores**, fortaleciendo a la vez los instrumentos de seguimiento, control y comunicación pública de los resultados.
El nuevo esquema se concibe como una herramienta que **integra la estabilidad regulatoria con la adaptabilidad técnica**, permitiendo al ERSEPT intervenir de manera oportuna ante los cambios macroeconómicos y asegurar la continuidad de las inversiones y la calidad del suministro eléctrico en la provincia.

### 4.1 Plazos

La **redeterminación del Valor Agregado de Distribución (VAD)** se efectuará en los meses de **mayo y noviembre de cada año**, determinando en cada instancia los valores aplicables a ambos trimestres del semestre siguiente.

Esta frecuencia mantiene la correspondencia con los **períodos estacionales del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)**, de modo que los ajustes del VAD acompañen la evolución de los precios de la energía y de los costos asociados a la prestación del servicio de distribución.

Lic. DAIANA G. SOTO FERNÁNDEZ
G.A.E. - ERSEPT

Mag. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

La sincronización con el calendario estacional del MEM permite sostener la coherencia temporal entre los costos de adquisición de energía y los costos propios de distribución, facilitando la planificación operativa y financiera de la distribuidora, así como el control regulatorio por parte del Ente.

En caso de ser necesario, el ERSEPT podrá establecer de manera **excepcional** la fecha de la primera revisión dentro del período 2025–2030, en función de la disponibilidad de la información técnica y económica necesaria para la aplicación de la metodología vigente.

La **Metodología de Ajuste de la Tarifa** establecida en el **Anexo N° 1 del Acta de Renegociación Integral (ARI)** mantiene plena vigencia como marco regulatorio de referencia, **con excepción de los aspectos expresamente modificados o complementados** en el presente Anexo.

El **ERSEPT** garantizará la plena observancia de los **principios generales de transparencia, objetividad, oportunidad y eficacia** previstos en el marco normativo vigente, asegurando además la **participación de los usuarios** a través del procedimiento de **Consulta Pública Documentada** previo a la aprobación de cada redeterminación del Valor Agregado de Distribución (VAD).

A los efectos de brindar plena aplicación a dichos principios, el proceso de actualización seguirá el **procedimiento reglado** que se detalla en los apartados siguientes, manteniendo la trazabilidad de los cálculos y la publicidad de los fundamentos técnicos que sustentan cada revisión.

En concordancia con lo dispuesto para períodos anteriores, se definen como **meses de referencia (mes *j*)**, en los términos establecidos en el **Subanexo Matriz de Costos**, los siguientes:

| Mes vigencia del VAD | Mes de referencia |
|---|---|
| Mayo | Febrero |
| Noviembre | Agosto |
| Mes de referencia inicial | Diciembre 2024 |

El **mes de referencia inicial** para el presente **Período Tarifario 2025–2030** será el correspondiente a **diciembre del año 2024.**

A los fines de la **redeterminación del Valor Agregado de Distribución (VAD)**, se considerarán como **costos propios de distribución** aquellos incluidos en la estructura de costos aprobada en el marco de la presente Revisión Tarifaria Integral, y **sintetizados en la Matriz de Costos** correspondiente.

Dicha matriz refleja la **incidencia relativa de cada componente sobre el costo total**, así como las **variables económicas** que determinan su comportamiento ante variaciones en los precios de la economía.

En cada proceso de actualización, la variación resultante del VAD será **trasladada proporcionalmente a los parámetros de los costos propios de distribución** definidos en la estructura tarifaria vigente.

Asimismo, se prevé que esta variación se aplique en forma **idéntica y simultánea** a los **conceptos tarifarios vinculados a los Servicios de Suspensión y Rehabilitación del suministro**, así como a los **Derechos de Conexión**, a fin de mantener la coherencia económica y técnica de los valores reconocidos en la prestación del servicio público de distribución eléctrica.

Lic. DAIANA G. SOTO FERNÁNDEZ
G.A.E. - ERSEPT

Mag. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

GOBIERNO DE TUCUMÁN
ERSEPT

### 4.2 Inicio de Proceso de Revisión del VAD

Los **ajustes del Valor Agregado de Distribución (VAD)** por variación de los precios de la economía se realizarán **cuatro veces al año**, con vigencia a partir del **primer día de los meses de febrero, mayo, agosto y noviembre**, en concordancia con los **períodos estacionales del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)**.

Cada revisión estará sujeta al cumplimiento de las **condiciones habilitantes** establecidas en el punto *3.2 "Condiciones Habilitantes para la Revisión del VAD"* del apartado *"II. Procedimiento de Ajuste Tarifario"* del **Anexo N° 1 del Acta de Renegociación Integral (ARI)**.

El **proceso de Consulta Pública Documentada** podrá iniciarse **de oficio** por parte del ERSEPT o **a solicitud de la Distribuidora**, cuando esta acredite, de manera fundada, el cumplimiento de las condiciones que habilitan la revisión.

Una vez determinada la condición habilitante, el **ERSEPT** dará inicio al procedimiento de análisis técnico y económico de la **Matriz de Costos**, en el marco de la **Consulta Pública Documentada**, asegurando la participación de los usuarios y la publicación de la información relevante.

Concluido dicho proceso, el **ERSEPT** resolverá sobre la **procedencia y magnitud del ajuste del VAD**, garantizando la trazabilidad y transparencia de los fundamentos técnicos y la coherencia de los resultados con el marco regulatorio vigente.

A los efectos de asegurar la participación y el acceso a la información, la **Distribuidora** deberá comunicar oportunamente a los usuarios los fundamentos de la solicitud de ajuste del VAD y del Cuadro Tarifario, en cumplimiento de los principios de publicidad y transparencia que rigen la prestación del servicio público.

El **ajuste del VAD** se efectuará sobre la **variación de los costos directos de la prestación**, extendiendo dicha variación a los **costos indirectos**, e incorporando, cuando corresponda, las modificaciones verificadas en las **alícuotas de impuestos, tasas y cargos** considerados en el cálculo del VAD, **excepto** las variaciones derivadas del **Impuesto a las Ganancias**.

### 4.3 Ajuste del VAD por aplicación del Factor de Eficiencia

En el presente Período Tarifario 2025–2030 se incorporará el **valor del Factor X (Factor de Eficiencia)** determinado en los Estudios Técnicos correspondientes.

Este factor refleja los incrementos esperados en la productividad del prestador y se aplicará conforme al **mecanismo de redeterminación del VAD** previsto en la presente Resolución, con el objeto de promover una gestión eficiente y la reducción progresiva de los costos operativos reconocidos.

### 4.4 Matriz de costos

La presente sección describe el **procedimiento técnico aplicado para la redeterminación del Valor Agregado de Distribución (VAD)** y la elaboración de la **Matriz de Costos** que sustenta su cálculo.

Se detallan las **fórmulas, factores de redeterminación e índices oficiales** utilizados, así como el método para la **determinación del VAD y del cuadro tarifario aplicable a cada semestre** del período 2025–2030. El desarrollo metodológico busca garantizar la **trazabilidad, objetividad y replicabilidad**

Lic. DAIANA G. SOTO FERNÁNDEZ
G.A.E. - ERSEPT

Ing. DAÑON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

del mecanismo de actualización, asegurando la correspondencia entre la evolución de los precios de la economía y los costos propios de la prestación del servicio de distribución eléctrica.

### 4.4.1 Procedimiento para la redeterminación del valor del VAD

El **procedimiento de ajuste del Valor Agregado de Distribución (VAD)** y del **Cuadro Tarifario**, incluyendo los cargos destinados a **inversiones obligatorias**, ante variaciones en los precios de la economía, se fundamenta en el **proceso de redeterminación del valor de la Matriz de Costos**, descripto en la presente sección.

El **valor del VAD correspondiente al mes de referencia *i*** se determina conforme a la siguiente expresión:

**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:

$\mathbf{CDIRECTO_i}$ = Costo Directo de la Prestación, en el mes $\mathbf{i}$, e igual a la sumatoria del costo de los componentes $\mathbf{k}$ de la Matriz de Costos, desde $\mathbf{k = 1}$ hasta $\mathbf{k = 24}$.

$\mathbf{CINDIRECTO_i}$ = Costo Indirecto de la Prestación, en el mes $\mathbf{i}$, e igual a la sumatoria del costo de los componentes $\mathbf{k}$ de la Matriz de Costos, desde $\mathbf{k = 25}$ hasta $\mathbf{k = 27}$

$\mathbf{C_{k,i}}$ = Costo anual del componente $\mathbf{k}$ de la Matriz de Costos en el mes $\mathbf{i}$.

En cada oportunidad en que se establezca la necesidad de la redeterminación del valor del $\mathbf{VAD}$ a través de la Matriz de Costos, asociada a un mes de referencia $\mathbf{j}$, se seguirá 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 $\mathbf{VAD}$, el costo de cada componente de la Matriz de Costos, en el mes $\mathbf{j}$, se establecerá como:

**Ecuación 2**

$$\mathbf{C_{k,j} = C_{k,i} * \sum \frac{W_{n,k,i}}{100} * \frac{FR_{n,j}}{FR_{n,i}}}$$

Donde:

$\mathbf{C_{k,j}}$ = Costo anual del componente $\mathbf{k}$ de la Matriz de Costos en el mes $\mathbf{j}$, en $.

$\mathbf{C_{k,i}}$ = Costo anual del componente $\mathbf{k}$ de la Matriz de Costos en el mes de referencia $\mathbf{i}$, en $.

$\mathbf{W_{n,k,i}}$ = Representa el coeficiente de ponderación (%) de cada índice $\mathbf{n}$ sobre cada uno de los componentes $\mathbf{k}$ de la Matriz de Costos, en el mes de referencia $\mathbf{i}$.

Lic. DAIANA G. SOTO FERNÁNDEZ
G.A.E. - ERSEPT

Mag. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

GOBIERNO DE TUCUMÁN 2024

$\frac{FR_{n,j}}{FR_{n,i}}$ = 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:

$FACTOR_j$ = 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 la expresión:

**Ecuación 5**

$$VAD_j = CDIRECTO_j + CINDIRECTO_j$$

5) 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 6**

$$W_{n,k,j} = \frac{\frac{FR_{n,j}}{FR_{n,i}} * W_{n,k,i}}{\sum_1^n \frac{FR_{n,j}}{FR_{n,i}} * \frac{W_{n,k,i}}{100}}$$

Los valores iniciales del **VAD**, sus componentes $C_{k,i}$ y los coeficientes de ponderación $W_{n,k,i}$ de cada Factor de Redeterminación $FR_{n,i}$ en cada componente, para el mes de referencia inicial, se muestran en la próxima subsección.

### 4.4.2 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 incluidos en la **Matriz de Costos**, y que permiten determinar su valor ante las variaciones de los precios en la economía, junto con sus **índices representativos**. El **mes de referencia inicial** para el presente período tarifario es **diciembre de 2024**.

$FR_1$: Costo de la construcción nivel general - ICC Nivel general

$FR_2$: Costos de la construcción estructura - ICC Estructura

Lic. DAIANA G. SOTO FERNÁNDEZ
G.A.E. - ERSEPT

Mag. DAÑON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

ERSEPT FOLIO 2933 GOBIERNO DE TUCUMÁN

$FR_3$: Costo de la construcción mano de obra - ICC Mano de obra

$FR_4$: Alquiler de la vivienda y gastos conexos– IPC NOA Alquiler de la vivienda y gastos conexos

$FR_5$: Comunicación – IPC NOA Comunicación

$FR_6$: Transporte – IPC NOA Transporte

$FR_7$: Nivel General – IPIM NG

$FR_8$: Prendas de materiales textiles - IPIM 18

$FR_9$: Productos importados – IPIM I

$FR_{10}$: Productos refinados del petróleo - IPIM 23

$FR_{11}$: Sustancias plásticas y elastómeros - IPIM 2413

$FR_{12}$: Productos de cerámica no refractaria para uso no estructural - IPIM 2691

$FR_{13}$: Productos de minerales no ferrosos en formas básicas - IPIM 272

$FR_{14}$: Herramientas de mano y artículos de ferretería - IPIM 2893

$FR_{15}$: Máquinas y equipos - IPIM 29

$FR_{16}$: Motores, generadores y transformadores eléctricos - IPIM 311

$FR_{17}$: Aparatos de distribución y control eléctrico - IPIM 312

$FR_{18}$: Conductores eléctricos - IPIM 313

$FR_{19}$: Instrumentos de medición de servicios domiciliarios - IPIM 3312

$FR_{20}$: Vehículos automotores - IPIM 341

$FR_{21}$: Muebles y otros productos industriales - IPIM 36

$FR_{22}$: Salarios Nivel General – ISNG*

$FR_{23}$: Tipo de cambio de referencia promedio mensual - Comunicación A 3500 del BCRA, expresado en $/U$S

(*) Para el ISNG correspondiente a los meses $\mathbf{j}$ e $\mathbf{i}$ se adoptarán los valores correspondientes a los meses $\mathbf{j-1}$, $\mathbf{i-1}$, respectivamente.

En caso que alguno de los factores arriba descrito sea modificado o reemplazado, se tomará en cuenta el factor que lo sustituya.

Los meses de referencia de los Factores de Redeterminación para cada mes de redeterminación del VAD son los siguientes:

| Mes vigencia del VAD | Mes de referencia |
|---|---|
| Mayo | Febrero |
| Noviembre | Agosto |
| Mes de referencia inicial | Diciembre 2025 |

### 4.4.3 Determinación del VAD y del Cuadro Tarifario para un semestre

Para la determinación de los valores del VAD a aplicar en los Cuadros Tarifarios correspondientes a los dos trimestres comprendidos dentro del semestre objeto de revisión, deberá observarse el siguiente procedimiento:

- Determinar la Matriz correspondiente al mes más próximo que permitan los datos publicados por el INDEC ("$m-3$"), con $m$ el primer mes del semestre, Mes de Referencia Matriz del apartado anterior.

Lic. DAIANA G. SOTO FERNÁNDEZ
G.A.E. - ERSEPT

Mag. DAMIÓN, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

GOBIERNO DE TUCUMÁN
ERSEPT FOLIO 3939

- Proyectar el valor de la Matriz para los meses del semestre aplicando la información publicada por el Banco Central de la República Argentina en su informe de Relevamiento de Expectativas de Mercado (REM), o en un indicador de similares características de no estar disponible el indicado.

La determinación de los VAD a aplicar en cada trimestre en revisión se realizará de acuerdo a las siguientes expresiones:

**Ecuación 7 a):** **VAD** del 1º trimestre del semestre revisado:

$$\textbf{VAD Sancionado}_{T1} = \left[\left(\sum_{p=0}^{2} \textbf{VAD}_{m+p}\right) + \Delta\textbf{VAD}_{T1-3}\right] \Big/ 3$$

**Ecuación 7.b):** **VAD** del 2º trimestre del semestre revisado:

$$\textbf{VAD Sancionado}_{T2} = \left[\left(\sum_{p=3}^{5} \textbf{VAD}_{m+p}\right) + \Delta\textbf{VAD}_{T2-3}\right] \Big/ 3$$

Donde:

- $\textbf{VAD}_{m} = \textbf{VAD}_{j} * (1 + \textbf{REM IPC}_{m-2}) * (1 + \textbf{REM IPC}_{m-1}) * (1 + \textbf{REM IPC}_{m})$
- $\textbf{VAD}_{m+p} = \textbf{VAD}_{(m+p)-1} * (1 + \textbf{REM IPC}_{m+p})$ para $p = 1, \dots, 5$
- $\Delta\textbf{VAD}_{Ti-3} = \textbf{\textit{Real}}\ \textbf{VAD}_{Ti-3} - \textbf{\textit{Estimado}}\ \widehat{\textbf{VAD}}_{Ti-3}$.
- $\textbf{\textit{Estimado}}\ \widehat{\textbf{VAD}}_{Ti-3} = \textbf{VAD Sancionado}_{Ti-3} - \Delta\textbf{VAD}_{Ti-6}$

$\textbf{VAD}_{j}$ = es el valor correspondiente a la Matriz de Costos del mes de referencia j (febrero o agosto).

$\textbf{VAD}_{m+p}$ = es la estimación del VAD para cada mes proyectado.

$\textbf{REM IPC}_{j}$ = Es el valor correspondiente a la mediana de la variación del Precios minoristas (IPC nivel general-Nacional; INDEC) publicada en el Relevamiento de Expectativas de Mercado (REM) del Banco Central de la República Argentina), o en un indicador de similares características de no estar disponible el indicado.

$\Delta\textbf{VAD}_{Ti-3}$ = Es la diferencia, en $, entre el valor de la Matriz de Costos calculada para cada mes del trimestre $Ti-3$ y el valor estimado **VAD** aplicado en los Cuadros Tarifarios de los respectivos trimestres sin considerar el reconocimiento de diferencias anteriores en dicho trimestre.

$\textbf{\textit{Real}}\ \textbf{VAD}_{Ti-3}$ = es el valor promedio real calculado con la matriz de costos para el trimestre Ti-3.

El ERSEPT podrá determinar, de manera excepcional, la fecha de realización de la primera revisión del VAD, en función de la entrada en vigencia del cuadro tarifario resultante del presente proceso tarifario.

Lic. DAIANA G. SOTO FERNÁNDEZ
G.A.E. - ERSEPT

Mag. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

GOBIERNO DE TUCUMAN
ERSEPT FOLIO 3940

## 4.4.4 Matriz de Costos

| Concepto | | Componente del VAD | FR1 | FR2 | FR3 | FR4 | FR5 | FR6 | FR7 | FR8 | FR9 | FR10 | FR11 | FR12 | FR13 | FR14 | FR15 | FR16 | FR17 | FR18 | FR19 | FR20 | FR21 | FR22 | FR23 | Base No MM |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Anualidad MMR Distrito | 1 | Líneas MT | | 23.65% | 21.1% | | | 7.2% | | | | | 17% | 0.3% | 4.6% | | 1.9% | | | 25.2% | | | 4.6% | | | |
| | 2 | Centros de Distribución | | | 1.9% | | | 0.5% | | | | | | | | | 0.1% | | | 37.1% | | | 0.3% | | | |
| | 3 | CGBT MT/MT | | 23.65% | 8.6% | | | 3.6% | | | | | 12% | | | | 0.5% | 23.5% | 30.2% | 0.7% | | | 1.1% | | | |
| | 4 | CT MT/BT | | 4.5% | 8.4% | | | 2.5% | | | | | 2.5% | 0.2% | 5.5% | | 0.6% | 49.3% | 17.5% | 5.5% | | | 1.6% | | | |
| | 5 | Líneas BT | | 19.1% | 22.9% | | | 7.6% | 1.6% | | | | 11.5% | | 1.6% | | 2.2% | | | 23.2% | | | 4.3% | | | |
| | 6 | Medidores | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 100.0% | | | | | |
| | 7 | Equipos de Maniobra y Protección | | 0.4% | 2.2% | | | 7.3% | | | | | 24.1% | 0.1% | 8.2% | | 2.1% | | 26.1% | 5.3% | | | 4.2% | | | |
| | 8 | Equipos de Reserva MT/BT | | 9.8% | | | | | | | | | 8.4% | 0.2% | 6.6% | | 1.3% | 42.3% | 26.7% | 9.6% | | | | | | |
| | 9 | Materiales Líneas MT/BT | | 29.35% | | | | | 0.6% | | | | 15.2% | 0.2% | 4.1% | | 3.1% | | | 29.5% | | | | | | |
| Ampliaciones Obras Nuevas | 10 | Líneas MT | | 33.9% | 21.1% | | | 7.2% | | | | | 17% | 0.3% | 4.6% | | 1.9% | | | 25.2% | | | 4.6% | | | |
| | 11 | CGBT MT/MT | | 25.9% | 8.6% | | | 3.6% | | | | | 12% | | 0.6% | | 0.5% | 23.5% | 30.2% | 0.7% | | | 1.7% | | | |
| | 12 | CT MT/BT | | 4.5% | 8.4% | | | 2.5% | | | | | 2.5% | 0.2% | 6.1% | | 0.6% | 49.3% | 17.5% | 5.5% | | | 1.6% | | | |
| | 13 | Líneas BT | | 18.1% | 22.8% | | | 7.6% | 1.6% | | | | 11.6% | | 1.6% | | 2.2% | | | 23.3% | | | 4.3% | | | |
| | 14 | Equipos de Maniobra y Protección | | 0.4% | 2.1% | | | 7.3% | | | | | 24.1% | 0.1% | 8.2% | | 2.1% | | 26.1% | 5.3% | | | 4.2% | | | |
| Mobiliario urbano | 15 | Inmuebles | | 80.0% | | 4.5% | | | | | | | | | | | | | | | | | | 15.1% | | |
| | 16 | Equipos de Gestión | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 17 | Comunicaciones | | | | | | | | | | | | | | | | 100.0% | | | | | | | | |
| | 18 | Software y hardware | | | | | | 10.0% | | | | 83.2% | | | | | | | | | | | | | | |
| | 19 | Automotores | | | | | | 30.1% | | | | 21.7% | | | | | | | | | | | | 42.2% | | |
| | 20 | Equipos y herramientas | | | | | | | | | | | | | | | 25.1% | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | 45.5% | | | | | 40.1% | | | | | | | | | 7.5% | |
| Costos de Explotación | 21 | Personal | | | 13.9% | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 10.2% | | |
| | 22 | Servicios | | | 57.3% | | 0.5% | | | 2.6% | | | | | | | 7.5% | | | | | | | 15.8% | 0.4% | |
| | 23 | Materiales | | 17.3% | | | | | | | | | | | | | | | | 12.6% | | | | | 14.0% | |
| | 24 | Costos Generales | | | 31.2% | | | 6.3% | 28.1% | | | 10.6% | | | | | | | | | | | | 5.2% | 65.2% | |
| Costos Indirectos | 25 | Impuestos (Inmob.+Mobil.+Aduan.+Generales) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 26 | Costo Capital de Trabajo | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 27 | Imprevistos | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | VAD TOTAL | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

Lic. DAIANA G. SOTO FERNÁNDEZ
G.A.E. - ERSEPT

Mag. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

4.4.5 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 "4.2. 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**

$$W_{A,j} = \left[\sum_{n=8}^{24}\sum_{k=1}^{26}\left(W_{n,k,j} * P_{k,j}\right)/100\right] * \frac{VAD_j}{CDIRECTO_j}$$

$$W_{B,j} = \left[\sum_{n=1}^{4}\sum_{k=1}^{26}\left(W_{n,k,j} * P_{k,j}\right)/100\right] * \frac{VAD_j}{CDIRECTO_j}$$

$$W_{C,j} = \left[\sum_{n=5}^{7}\sum_{k=1}^{26}\left(W_{n,k,j} * P_{k,j}\right)/100\right] * \frac{VAD_j}{CDIRECTO_j}$$

$$W_{D,j} = \left[\sum_{n=26}^{26}\sum_{k=1}^{26}\left(W_{n,k,j} * P_{k,j}\right)/100\right] * \frac{VAD_j}{CDIRECTO_j}$$

$$W_{E,j} = \left[\sum_{n=25}^{25}\sum_{k=1}^{26}\left(W_{n,k,j} * P_{k,j}\right)/100\right] * \frac{VAD_j}{CDIRECTO_j}$$

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.

$$P_{k,j} = \frac{C_{k,j}}{\sum_{k=1}^{26} C_{k,j}} * 100$$

Siendo los resultados correspondientes a la matriz de referencia del punto anterior los siguientes valores: $W_{A,i} = 0{,}324$, $W_{B,i} = 0{,}242$, $W_{C,i} = 0{,}026$, $W_{D,i} = 0{,}098$, $W_{E,i} = 0{,}399$.

Lic. DAIANA G. SOTO FERNÁNDEZ
G.A.E. - **ERSEPT**

Mag. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

## 5.Bibliografía

Amoretti, L. T., & Manzanelli, P. D. (2023). *Argentina y la inflación pospandemia: de la competencia imperfecta a la conglomeración empresarial*. Semestre Económico, 60(1-2023), 1–22.

Bernstein, J., & Sappington, D. (2000). *Incentives for conservation and quality-improving innovation under price caps*. Journal of Regulatory Economics, 17(3), 269–285. https://doi.org/10.1023/A:1008155829706

Ente Único de Control y Regulación de los Servicios Públicos Provinciales (ERSEPT). (2020). *Resolución ERSEPT N.º 645/20: Revisión Tarifaria Integral 2020–2025*. Tucumán, Argentina.

Lic. DAIANA G. SOTO FERNÁNDEZ
G.A.E. - ERSEPT

Mag. DAMON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

ERSEPT

GOBIERNO DE TUCUMÁN

# Anexo Técnico I – Matriz de Costos y Factores de Redeterminación

## 1. Introducción

En cumplimiento de lo establecido en el **Anexo II de la Resolución ERSEPT N° 645/20**, y a efectos de garantizar la trazabilidad y transparencia del mecanismo de actualización del Valor Agregado de Distribución (VAD), se presenta a continuación la **Matriz de Costos de Referencia** junto con los **Factores de Redeterminación (FR)** aplicables a cada uno de sus componentes.

Esta matriz constituye la herramienta operativa central del régimen de actualización. Permite estimar la variación del costo de prestación del servicio ante cambios en los precios de la economía, utilizando índices oficiales y públicos del **Instituto Nacional de Estadística y Censos (INDEC)** y del **Banco Central de la República Argentina (BCRA)**.

Cada componente del VAD se asocia a uno o más índices representativos, conforme a la naturaleza de los insumos involucrados (materiales, equipos, mano de obra, servicios, gastos administrativos, etc.).

Los ponderadores derivados del estudio tarifario vigente determinan la participación relativa de cada componente en el costo total, y los índices seleccionados se actualizan con periodicidad mensual, garantizando replicabilidad y objetividad en los resultados.

## 3. Estructura general de la Matriz de Costo

| Categoría del VAD | Componentes representativos | Índices o Factores de Redeterminación (FR) | Fuente oficial | Descripción del índice |
|---|---|---|---|---|
| **1. Infraestructura eléctrica y obras** | Redes de media y baja tensión, estaciones transformadoras, obras de ampliación y mantenimiento | ICC – Nivel General / ICC – Estructura / IPIM – Productos manufacturados / IPIM – Máquinas y equipos | INDEC | Refleja la variación en los precios de la construcción eléctrica y materiales de obra. |
| **2. Equipamiento eléctrico** | Transformadores, conductores, tableros, instrumental de medición, herramientas eléctricas | IPIM – Motores, generadores y transformadores eléctricos / IPIM – Conductores eléctricos / IPIM – Aparatos de distribución y control / IPIM – Instrumentos de medición / IPIM – Herramientas de mano y artículos de ferretería | INDEC | Capta la evolución de precios de bienes industriales específicos del sector eléctrico. |
| **3. Materiales y suministros generales** | Combustibles, lubricantes, repuestos, materiales de oficina, productos de limpieza, mobiliario | IPIM – Combustibles refinados / IPIM – Muebles y otros productos industriales / IPIM – Productos plásticos y de madera / IPC NOA – Bienes y servicios varios | INDEC | Representa la variación de precios de bienes intermedios y de consumo corriente. |

Lic. DAIANA G. SOTO FERNÁNDEZ
G.A.E. - ERSEPT

Mag. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

ERSEPT FOLIO 944 GOBIERNO DE TUCUMÁN

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| **4. Mano de obra** | Sueldos, cargas sociales, beneficios laborales, seguros y capacitación | Índice de Salarios Nivel General (ISNG) / ICC – Mano de Obra | INDEC | Mide la evolución de la remuneración laboral promedio del sector formal. |
| **5. Servicios contratados** | Servicios profesionales, mantenimiento, vigilancia, limpieza, alquileres | IPC NOA – Alquiler de la vivienda y gastos conexos / IPC NOA – Comunicación / IPC NOA – Transporte / IPIM – Servicios profesionales y técnicos | INDEC | Reproduce las variaciones de precios de los servicios operativos y administrativos. |
| **6. Gastos comerciales y administrativos** | Lectofacturación, cobranza, sistemas informáticos, papelería, software | IPIM – Papel y productos de papel / IPIM – Impresiones y reproducción de grabaciones / IPC NOA – Comunicación | INDEC | Capta los movimientos de precios en servicios de apoyo a la gestión y comunicación. |
| **7. Impuestos, tasas e incobrables** | Tasas municipales, impuestos inmobiliarios y automotores, incobrabilidad promedio | Variación proporcional al VAD actualizado (factor K) | ERSEPT | Ajuste indirecto asociado al cambio global de los ingresos reconocidos. |
| **8. Costos financieros y capital de trabajo** | Financiamiento CAMMESA, intereses fiscales, servicios bancarios | Tipo de Cambio nominal (BCRA) / IPC – Nivel General / Tasa de Política Monetaria (referencia) | BCRA / INDEC | Refleja el impacto de la variación cambiaria y de precios sobre el capital de trabajo. |

## 3. Actualización y revisión

Los **Factores de Redeterminación (FR)** se actualizan mensualmente conforme a la información publicada por los organismos oficiales. En caso de que alguno de los índices sea modificado, discontinuado o reemplazado, el ERSEPT adoptará el índice sustituto de naturaleza equivalente, priorizando la continuidad de las series estadísticas.

La **Matriz de Costos** será revisada y ajustada en cada proceso de Revisión Tarifaria Integral (RTI) para reflejar la estructura de costos vigente del concesionario y las ponderaciones derivadas de los estudios técnicos aprobados.

Asimismo, los resultados de cada redeterminación y la información correspondiente a los índices utilizados deberán incorporarse en los informes públicos de la **Consulta Documentada**, conforme lo establecen los procedimientos regulatorios del Ente.

Lic. DAIANA G. SOTO FERNÁNDEZ
G.A.E. - ERSEPT

Mag. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

ERSEPT

GOBIERNO DE TUCUMÁN

ERSEPT FOLIO 3945

**ERSEPT – Informe Técnico**
**Tema:** Tratamiento regulatorio de los esquemas de abastecimiento fuera del MEM
**Área:** Gerencia de Energía Eléctrica y Gerencia de Asuntos Económicos (GAE)
**Fecha:** Abril 2026

## 1. Objeto y alcance

El presente documento se enmarca en la Revisión Tarifaria Integral (RTI) de EDET S.A. y tiene por objeto definir el **tratamiento regulatorio aplicable a los distintos esquemas de abastecimiento de energía eléctrica fuera del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)**, así como fijar la **posición del ERSEPT respecto de su reconocimiento tarifario**, sus condiciones de continuidad, su temporalidad y los lineamientos para su eventual sustitución por soluciones estructurales más eficientes.

El análisis comprende, entre otros, los siguientes esquemas actualmente identificados:

a) costos de inyección y generación de respaldo en Tafí del Valle;
b) costos de generación aislada en Amaicha del Valle;
c) costos de energía adquirida a la Provincia de Salta;
d) costos vinculados a generación distribuida local;
e) costos de generación de respaldo para picos de demanda; y
f) costos asociados a la generación en Central Independencia.

El documento integra el enfoque **técnico-operativo** y el enfoque **económico-regulatorio**, a fin de establecer criterios claros de reconocimiento, razonabilidad, temporalidad, evaluación comparativa, condiciones de sustitución y alternativas de financiamiento compatibles con el marco regulatorio vigente.

## 2. Criterio regulatorio general

En el marco de la RTI, el reconocimiento tarifario debe regirse por el **estándar de empresa eficiente**, conforme al cual sólo corresponde reconocer aquellos costos que resulten **mínimos y necesarios para la prestación del servicio**, considerando el costo total del sistema y su impacto final sobre los usuarios. En tal sentido, los costos fuera del MEM no constituyen una categoría homogénea ni automáticamente reconocible, sino que su tratamiento debe analizarse según su naturaleza técnica, su origen, su razonabilidad económica, la existencia de alternativas de menor costo total y la posibilidad efectiva de avanzar hacia configuraciones de abastecimiento más eficientes.

Desde este enfoque, los esquemas de abastecimiento fuera del MEM deben ser considerados, en general, como **soluciones transitorias o condicionadas por restricciones del sistema**, y no como componentes permanentes de la tarifa. Su reconocimiento no es automático ni indefinido, sino que debe evaluarse caso por caso y podrá ser mantenido, limitado, redefinido o discontinuado según su compatibilidad con el criterio de eficiencia y con la protección del usuario.

Asimismo, corresponde precisar que el criterio del ERSEPT no se vincula con la imposición de una obligación genérica de sustituir un esquema de abastecimiento por otro, sino con el hecho de que la prestación del servicio público de distribución debe realizarse **en condiciones de calidad y al menor costo global eficiente para el usuario**, lo que comprende el diseño,

Lic. DAIANA G. SOTO FERNÁNDEZ
G.A.E. - ERSEPT

Mag. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

ERSEPT FOLIO 3946

adecuación y expansión de la red cuando ello permite reducir el costo total del servicio. En consecuencia, determinadas ampliaciones o refuerzos del sistema de distribución pueden dar lugar a un aumento del VAD asociado a la remuneración del capital invertido, pero simultáneamente generar una reducción más que compensatoria de los costos de abastecimiento, resultando en una disminución del costo global del servicio para el usuario.

## 3. Caracterización general de los esquemas fuera del MEM

Del análisis técnico realizado surge que los costos fuera del MEM actualmente reconocidos o vinculados a la operación del sistema responden a distintas configuraciones, restricciones y decisiones históricas que, en términos generales, presentan niveles de costo unitario superiores a los del abastecimiento a través del MEM. Estos esquemas se vinculan, principalmente, con restricciones estructurales del sistema de transporte o distribución, soluciones transitorias para garantizar abastecimiento o respaldo, condiciones contractuales o regulatorias históricas, requerimientos de reserva ante contingencias y mecanismos extraordinarios de cobertura de picos de demanda.

En particular, la documentación técnica elaborada por la Gerencia de Energía Eléctrica identifica:

- un esquema de valorización de la inyección en Tafí del Valle a valores equivalentes a generación local a gasoil, junto con una reserva fría operada por Secco;
- generación aislada en Amaicha del Valle mediante central térmica local;
- compra de energía a la Provincia de Salta bajo figura de gran usuario;
- esquemas de generación distribuida local bajo marcos regulatorios previos;
- generación de respaldo para picos de demanda en el sistema centro-sur; y
- generación de Central Independencia.

La persistencia de estos esquemas sólo puede justificarse en la medida en que no existan alternativas técnica y económicamente superiores, o cuando dichas alternativas no puedan ser implementadas en plazos razonables.

## 4. Metodología de evaluación regulatoria

La evaluación regulatoria de cada esquema fuera del MEM deberá realizarse sobre la base de una **comparación de costo total**, considerando como mínimo:

a) costos actuales de abastecimiento fuera del MEM;
b) costos de inversión requeridos por las alternativas de sustitución o reducción;
c) costos eficientes de operación y mantenimiento de dichas alternativas;
d) costos evitados de abastecimiento fuera del MEM;
e) horizonte de evaluación;
f) vida útil regulatoria de los activos;
g) criterios de actualización y descuento compatibles con la RTI; y
h) beneficios técnicos y económicos adicionales, cuando resulten relevantes y debidamente fundados.

Lic. DAIANA G. SOTO FERNÁNDEZ
G.A.E. - ERSEPT

Mag. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

Los análisis presentados no deberán incorporar costos financieros efectivos derivados de estructuras particulares de endeudamiento, en tanto la remuneración del capital ya se encuentra contenida en la tasa de rentabilidad regulatoria definida en la RTI. La inclusión explícita de intereses financieros constituiría una doble contabilización del costo del capital y, por lo tanto, un supuesto metodológico inconsistente con el marco regulatorio.

## 5. Análisis y posición regulatoria por esquema

### 5.1 Costos de abastecimiento en Tafí del Valle

**a) Caracterización general**

La localidad de Tafí del Valle se encontraba originalmente abastecida mediante esquemas de generación aislada, con costos elevados asociados al uso de combustibles líquidos. Posteriormente, mediante la construcción de una nueva Estación Transformadora y su vinculación al sistema interconectado, se logró reducir significativamente el costo de abastecimiento.

En el esquema actual coexisten dos componentes diferenciados:

- por un lado, un mecanismo de afectación de excedentes económicos al Fondo de Infraestructura Eléctrica (FIE);
- por otro, un costo asociado a la reserva fría, implementada como respaldo ante restricciones de capacidad de abastecimiento.

Ambos componentes responden a fundamentos distintos y requieren, por lo tanto, tratamientos regulatorios diferenciados.

**b) Sobre el esquema de afectación al Fondo de Infraestructura Eléctrica (FIE)**

**Caracterización**

El esquema vigente compara el costo actual de abastecimiento con un valor de referencia equivalente al costo que hubiera implicado el abastecimiento mediante generación térmica a gasoil (escenario contrafactual). La diferencia entre ambos valores se destina al Fondo de Infraestructura Eléctrica (FIE), conforme a la normativa aplicable, con el objeto de financiar obras de transporte.

Este mecanismo tuvo como finalidad capturar parte de la mejora de eficiencia lograda con la interconexión y direccionarla a la expansión del sistema.

**Evaluación regulatoria**

Desde el punto de vista regulatorio, corresponde señalar que:

- el esquema se sustenta en un valor de referencia que no refleja el costo real actual del abastecimiento, sino un escenario contrafactual;
- su justificación original se vincula a la necesidad de financiamiento de obras de transporte, y no a la prestación directa del servicio de distribución;
- y, en consecuencia, su continuidad debe evaluarse a la luz del estado de avance de las obras que motivaron su implementación.

Lic. DAIANA G. SOTO FERNÁNDEZ
G.A.E. - ERSEPT

Mag. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

ERSEPT FOLIO 3948

En particular, considerando que dichas obras se encuentran próximas a su finalización, el mantenimiento del esquema en su forma actual podría implicar la permanencia de una señal económica no alineada con los costos eficientes del sistema.

Posición regulatoria

Se establece que el esquema de afectación al FIE deberá ser expresamente revisado.

En particular:

- deberá evaluarse la continuidad, redefinición o finalización del mecanismo;
- su mantenimiento no podrá justificarse únicamente en la existencia histórica del esquema;
- y cualquier continuidad deberá estar vinculada a necesidades concretas de financiamiento de obras debidamente identificadas y justificadas.

**Tiempos y condiciones**

Se propone que, dentro del primer año del período regulatorio:

- se realice un análisis integral del estado de avance de las obras financiadas mediante el FIE;
- se identifiquen, en su caso, nuevas necesidades de inversión que justifiquen su continuidad;
- y se eleve una propuesta de adecuación del esquema, consistente con el marco regulatorio vigente.

En ausencia de justificación suficiente, el ERSEPT podrá disponer la redefinición o discontinuidad del mecanismo.

**c) Sobre el esquema de reserva fría**

**Caracterización**

El costo asociado a la reserva fría tiene su origen en lo establecido en la cláusula séptima del Acuerdo suscripto el 16/04/2009 entre Minera Alumbrera Limited, TRANSNOA S.A., EDET S.A. y la Provincia de Tucumán, en el cual se fija una demanda máxima de 12 MW de potencia de carácter no firme.

La configuración actual del sistema se encuentra fuertemente condicionada por el carácter de uso particular de la línea de 220 kV entre El Bracho y Alumbrera, originalmente autorizada mediante Resolución SE N° 136/1995, y por las condiciones regulatorias asociadas a dicha concesión.

Posteriormente, la Resolución N° 538/2023 y las actuaciones de la Secretaría de Energía de la Nación han establecido lineamientos para la futura integración de estas instalaciones al sistema de transporte público, previendo que dicha transición podría materializarse en el horizonte cercano, en función del desarrollo de las obras de interconexión del oeste de Catamarca.

Lic. DAIANA G. SOTO FERNÁNDEZ
G.A.E. - ERSEPT

Mag. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

**Evaluación regulatoria**

Desde el punto de vista regulatorio, el esquema de reserva fría no responde a una decisión discrecional de operación, sino a una restricción estructural de capacidad firme del sistema, derivada de la configuración actual de la red de transporte y de las condiciones contractuales vigentes.

En este sentido:

- su existencia puede resultar justificada en el corto plazo;
- pero no constituye una solución eficiente en el largo plazo;
- y su continuidad debe evaluarse en función de la evolución del marco contractual y de la integración de la línea al sistema de transporte público.

**Posición regulatoria**

Se establece que el reconocimiento del costo de reserva fría estará condicionado a:

- la verificación de su necesidad técnica efectiva;
- la evaluación de alternativas de abastecimiento con potencia firme;
- y el avance en la normalización del esquema de transporte.

En particular, se considera prioritario avanzar hacia un esquema en el cual Tafí del Valle cuente con capacidad de abastecimiento firme, eliminando la necesidad de mecanismos de respaldo de carácter excepcional.

**Tiempos y condiciones**

Atento a la criticidad del tema, se dispone requerir a la Distribuidora que, con carácter urgente:

1. Arbitre todos los medios necesarios —incluyendo informes técnicos, gestiones ante organismos competentes y autoridades jurisdiccionales— para gestionar un incremento en la capacidad de potencia destinada a Tafí del Valle, asegurando que la misma tenga carácter firme.
2. Presente un estudio técnico específico que evalúe la conveniencia de mantener, redimensionar o discontinuar el esquema de reserva fría actualmente vigente.
3. Informe el estado de situación de las gestiones vinculadas a la integración de la línea de 220 kV al sistema de transporte público, incluyendo el impacto esperado sobre la capacidad de abastecimiento.

**Criterio de financiamiento**

El costo de la reserva fría sólo podrá ser reconocido en la medida en que:

- se acredite su necesidad técnica;
- no existan alternativas de menor costo total inmediatamente implementables;
- y se verifiquen avances concretos hacia su eliminación.

Su reconocimiento no podrá consolidarse como un componente permanente de la tarifa.

Lic. DAIANA G. SOTO FERNÁNDEZ
G.A.E. - ERSEPT

Mag. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

ERSEPT FOLIO 3950

## 5.2 Generación aislada en Amaicha del Valle

**Caracterización**

La localidad de Amaicha del Valle se abastece mediante generación térmica aislada, con costos elevados y alta sensibilidad a la evolución del precio del combustible. Se trata de uno de los componentes más relevantes dentro de los costos fuera del MEM, tanto por su costo unitario como por su incidencia tarifaria.

**Evaluación regulatoria**

Desde el punto de vista regulatorio, este esquema constituye una solución de carácter transitorio, cuya continuidad no resulta compatible con el estándar de empresa eficiente cuando existen alternativas estructurales técnicamente viables y de menor costo total. El análisis no debe centrarse únicamente en el abastecimiento actual, sino en la necesidad de contar con una configuración del sistema de distribución que permita prestar el servicio al menor costo global eficiente para el usuario.

**Posición regulatoria**

Se establece que la generación aislada en Amaicha del Valle será considerada un esquema estrictamente transitorio y sujeto a revisión prioritaria. Su reconocimiento no podrá sostenerse indefinidamente y deberá estar asociado a una evaluación comparativa de alternativas y a un sendero concreto de reducción o sustitución.

En este sentido, la posición de ambas Gerencias es que, en ausencia de una justificación suficiente, estos costos no constituyen en rigor costos reconocibles de manera indefinida.

**Tiempos y condiciones**

Se propone fijar el siguiente esquema regulatorio:

- **hasta el 31/12/2026**: reconocimiento transitorio condicionado, conforme al criterio ya elaborado por ERSEPT para Amaicha;
- **dentro de los primeros 90 días** del período regulatorio: presentación por EDET de análisis comparativo integral de alternativas;
- **dentro de los 180 días**: presentación de proyecto ejecutivo o anteproyecto avanzado de la alternativa seleccionada, con cronograma de ejecución;
- **dentro de los 12 meses**: acreditación del inicio efectivo de implementación o, en su defecto, justificación fundada y documentada de imposibilidad técnica, jurídica o económica;
- **hasta el 31/12/2027**: reconocimiento excepcional y decreciente, únicamente si se hubieran verificado avances materiales y comprobables en la solución estructural definida;
- **plazo máximo absoluto de reconocimiento: 31/12/2027**, salvo que el ERSEPT, mediante acto expreso y fundado, determine una prórroga excepcional por razones ajenas a la concesionaria, debidamente acreditadas, por un plazo que en ningún caso podrá exceder **doce (12) meses adicionales.**

En consecuencia, a partir del 1/1/2028 los costos de generación aislada en Amaicha del Valle dejarán de ser reconocibles en tarifa, salvo que exista resolución expresa del ERSEPT que

Lic. DAIANA G. SOTO FERNÁNDEZ
G.A.E. - ERSEPT

Mag. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

ERSEPT FOLIO 3951

disponga lo contrario con fundamento en circunstancias extraordinarias, objetivas y no imputables a la concesionaria.

Si no se verificaran avances razonables, o no se acreditará la inexistencia de alternativas más eficientes, o no se cumplieran los hitos precedentemente establecidos, el ERSEPT podrá disponer la limitación, reducción o discontinuidad anticipada del reconocimiento, sin necesidad de aguardar al vencimiento del plazo máximo indicado.

**Alternativas y método de evaluación**

Las alternativas a evaluar deberán incluir, como mínimo:

- interconexión con Santa María / EDECAT;
- interconexión con Taff del Valle;
- soluciones complementarias o transitorias con almacenamiento y/o generación renovable;
- y cualquier otra opción técnicamente fundada.

La comparación deberá realizarse sobre la base del costo total del servicio, incluyendo riesgos operativos, tiempo de implementación, robustez del sistema y beneficios adicionales, tales como mejora de calidad, refuerzo del abastecimiento rural y capacidad para nuevas demandas.

**Opciones de financiamiento**

Dado que la Base de Capital, la tasa de rentabilidad regulatoria y los costos eficientes de operación y mantenimiento de la presente RTI ya se encuentran definidos, las alternativas de financiamiento de las obras necesarias para la sustitución de esquemas de abastecimiento fuera del MEM deberán instrumentarse de manera compatible con el marco regulatorio vigente y con el principio de reconocimiento exclusivo de costos eficientes.

En este sentido, podrán considerarse, entre otras, las siguientes modalidades:

a) **Financiamiento a cargo de EDET S.A.**, con recursos propios o de terceros, conforme a criterios regulatorios de prudencia y eficiencia, con eventual reconocimiento posterior de la inversión en la **Base de Capital regulatoria del período tarifario subsiguiente** o a través del mecanismo regulatorio que oportunamente corresponda.
b) **Esquemas de financiamiento mixto**, en los que participe la concesionaria junto con fondos específicos, aportes públicos u otras fuentes de financiamiento externo, cuya estructura, condiciones de repago y tratamiento tarifario deberán ser evaluados y definidos expresamente por el ERSEPT.
c) **Mecanismos transitorios de recuperación regulatoria**, que eventualmente podrían contemplar, con carácter excepcional, la continuidad temporal de un cargo asociado a los costos de abastecimiento de Amaicha del Valle aun luego de implementada la obra de sustitución, exclusivamente a efectos de contribuir al recupero de la inversión realizada. En tal supuesto, el ERSEPT podrá evaluar la definición de un esquema específico de transición, de plazo cierto y expresamente acotado, evitando que dicho componente genere remuneración adicional por tasa de rentabilidad sobre la porción destinada al recupero de la inversión, cuando ello no resulte compatible con la lógica de la Base de Capital.

Lic. DAIANA G. SOTO FERNÁNDEZ
G.A.E. - ERSEPT

Mag. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

ERSEPT FOLIO 3952

En todos los casos, la eventual adopción de cualquiera de estas modalidades deberá cumplir, como mínimo, con las siguientes condiciones:

- contar con **fundamentación técnica y económica suficiente;**
- resultar **más conveniente para el usuario** que la continuidad del esquema de abastecimiento actual;
- respetar los principios de **transparencia, razonabilidad y temporalidad;**
- no implicar la consolidación indefinida de costos ineficientes en tarifa;
- y ser objeto de **determinación expresa por parte del ERSEPT**, quien definirá su procedencia, alcance, plazo y tratamiento regulatorio específico.

En consecuencia, se deja establecido que la apertura de estas alternativas **no importa su aprobación automática**, sino la posibilidad de que el ERSEPT, en función de la evaluación técnica, económica y jurídica correspondiente, determine el mecanismo más adecuado para compatibilizar la sustitución del esquema actual con la protección del usuario y la sostenibilidad del servicio.

### 5.3 Energía adquirida a la Provincia de Salta

**Caracterización**

Este esquema comprende la compra de energía en el punto de interconexión con la red de la Provincia de Salta, utilizada para el abastecimiento de determinadas áreas del sistema. Del análisis técnico surge que el principal problema no radica prioritariamente en el costo de la energía, sino en las restricciones de capacidad y calidad del abastecimiento.

**Posición regulatoria**

Se considera que este esquema puede resultar razonable en el corto plazo, sin perjuicio de que deban analizarse refuerzos de red que permitan mejorar el abastecimiento y revisar su continuidad a medida que se implementen dichas mejoras.

**Tiempos y condiciones**

Se propone exigir a EDET, dentro del primer año del período regulatorio:

- estudio de refuerzo de red para mejorar calidad y capacidad;
- análisis de vinculación con Amaicha u otras configuraciones de distribución;
- cronograma de obras de mejora de mediano plazo.

**Opciones de financiamiento**

Para este caso, la alternativa preferente es la **inversión propia de EDET**, con reconocimiento posterior en la ventana regulatoria que corresponda. No se advierte aquí fundamento para mecanismos extraordinarios de financiamiento tarifario.

Lic. DAIANA G. SOTO FERNÁNDEZ
G.A.E. - ERSEPT

Mag. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

ERSEPT FOLIO 3953

### 5.4 Generación distribuida local

**Caracterización**

Comprende costos vinculados a experiencias o esquemas locales de generación distribuida implementados bajo marcos regulatorios anteriores. Su tratamiento debe compatibilizarse con la reglamentación vigente en materia de generación distribuida.

**Posición regulatoria**

Su reconocimiento deberá adecuarse al marco regulatorio específico aplicable a la generación distribuida, evitando superposiciones o tratamientos inconsistentes con la regulación actualmente vigente.

**Tiempos y condiciones**

Se propone revisar este componente conjuntamente con la reglamentación específica de generación distribuida, a fin de unificar criterios de valorización, reconocimiento y tratamiento tarifario.

### 5.5 Generación de respaldo para picos de demanda

**Caracterización**

Incluye costos asociados a la instalación y disponibilidad de equipamiento térmico para atender picos de demanda en condiciones extraordinarias, particularmente en período estival. La Gerencia de Energía Eléctrica vincula su necesidad con restricciones del sistema y señala que obras de refuerzo de transporte y distribución podrían permitir prescindir progresivamente de este respaldo.

**Posición regulatoria**

Se considera que estos costos sólo pueden ser reconocidos como **esquemas transitorios**, en tanto persistan las restricciones que les dan origen. Su continuidad deberá revisarse en función del avance de las obras estructurales que permitan prescindir de este respaldo.

**Tiempos y condiciones**

Se propone:

- revisión anual de su necesidad efectiva;
- vinculación de su continuidad a hitos de avance de las obras críticas del sistema;
- y definición de fecha de salida regulatoria una vez finalizadas las obras de mayor impacto.

### 5.6 Generación en Central Independencia

**Caracterización**

Corresponde a costos asociados a equipamiento térmico destinado a cubrir condiciones extraordinarias de demanda o restricciones del sistema. La Gerencia de Energía Eléctrica destaca que determinadas obras en la doble terna El Bracho–Independencia permitirían prescindir de esta generación.

Lic. DAIANA G. SOTO FERNÁNDEZ
G.A.E. - ERSEPT

Mag. DAÑON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

ERSEPT FOLIO 3954

**Posición regulatoria**

Su reconocimiento debe considerarse transitorio, y su continuidad deberá revisarse a medida que se implementen las obras de transporte y refuerzo de red que permitan eliminar la necesidad de este tipo de generación.

**Tiempos y condiciones**

Se propone condicionar su reconocimiento a la evolución efectiva de las obras de refuerzo del sistema de transporte y revisar su continuidad al menos una vez por año.

## 6. Condiciones generales de reconocimiento tarifario

En función de lo expuesto, se establece que el reconocimiento de los costos de abastecimiento fuera del MEM estará sujeto a las siguientes condiciones generales:

a) **condición de razonabilidad**: sólo serán reconocidos aquellos costos que resulten necesarios para garantizar continuidad y calidad, y respecto de los cuales no exista una alternativa técnica y económicamente superior inmediatamente implementable;
b) **condición de temporalidad**: su reconocimiento deberá ser expresamente acotado en el tiempo y sometido a revisión periódica;
c) **condición de evaluación comparativa**: cuando existan alternativas, EDET deberá presentar análisis comparativos consistentes con los criterios regulatorios;
d) **condición metodológica**: los análisis no deberán incorporar costos financieros efectivos derivados de estructuras particulares de endeudamiento.

## 7. Sobre mecanismos de financiamiento

Se han considerado propuestas tendientes a utilizar costos fuera del MEM o diferenciales económicos asociados como mecanismo de financiamiento de obras. Al respecto, ERSEPT establece que el reconocimiento tarifario debe reflejar **costos reales y eficientes de prestación del servicio**, y no puede transformarse en un mecanismo de generación indirecta de recursos para financiar inversiones por fuera de los criterios propios del régimen tarifario. En consecuencia, no resultan admisibles esquemas que impliquen mantener deliberadamente costos ineficientes en tarifa, valorizar energía bajo supuestos ficticios o afectar diferencias económicas a fondos específicos sin tratamiento regulatorio expreso.

Sin perjuicio de ello, y atendiendo al señalamiento efectuado por la Gerencia de Energía Eléctrica respecto de que determinadas obras urgentes pueden no ser encaradas por la distribuidora fuera del POI si no existen incentivos suficientes, se considera admisible analizar, según el caso, mecanismos regulatorios de **reconocimiento transitorio condicionado**, financiamiento externo con repago futuro o esquemas mixtos, siempre que:

- no supongan sostener deliberadamente ineficiencias en tarifa;
- estén sujetos a hitos verificables de avance;
- y preserven la razonabilidad y transparencia tarifaria.

Lic. DAIANA G. SOTO FERNÁNDEZ
G.A.E. - ERSEPT

Mag. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

ERSEPT FOLIO 3955

## 8. Consideraciones finales

Del análisis conjunto efectuado por ambas Gerencias surge que los costos de abastecimiento fuera del MEM no deben ser tratados como una categoría uniforme, sino como un conjunto de esquemas diferenciados, cada uno de los cuales requiere una evaluación específica de su causa, razonabilidad, temporalidad, condiciones de reconocimiento y sendero de salida.

En todos los casos, el objetivo regulatorio debe ser garantizar que la prestación del servicio se realice al **menor costo global posible para los usuarios**, preservando simultáneamente la calidad del servicio y la sostenibilidad económica de la concesión. Esto exige un marco general firme y, al mismo tiempo, soluciones particulares por esquema, con plazos, hitos, método de evaluación y opciones de financiamiento regulatoriamente consistentes.

Lic. DAIANA G. SOTO FERNÁNDEZ
G.A.E. - ERSEPT

Mag. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

ERSEPT

GOBIERNO DE TUCUMÁN

ERSEPT FOLIO 3956

**ERSEPT – Informe Técnico**

**Tema:** Ingresos por Actividad No Regulada– RTI 2025–2030
**Área:** Gerencia de Asuntos Económicos (GAE)
**Fecha:** Abril de 2026

## 1. Introducción

En el marco de la Revisión Tarifaria Integral (RTI) 2025–2030 del servicio público de distribución de energía eléctrica a cargo de EDET S.A., resulta necesario establecer un criterio regulatorio para el tratamiento de los ingresos derivados de actividades no reguladas desarrolladas por la distribuidora. Si bien dichas actividades no integran el servicio público monopólico de distribución ni forman parte del ingreso tarifario reconocido a través del Valor Agregado de Distribución (VAD), su tratamiento adquiere relevancia regulatoria cuando involucran el uso de activos, recursos o capacidades asociadas al negocio regulado.

La cuestión presenta especial importancia desde el punto de vista de la neutralidad tarifaria, la separación entre actividades reguladas y competitivas y la prevención de subsidios cruzados. En efecto, la realización de actividades no reguladas por parte de una distribuidora puede resultar compatible con un uso más eficiente de la infraestructura existente y con incentivos adecuados para la diversificación empresarial. Sin embargo, ello exige asegurar que los usuarios del servicio público no financien pérdidas derivadas de negocios competitivos ni queden excluidos de los beneficios económicos que puedan generarse a partir del uso de activos ya remunerados mediante tarifa.

En este contexto, el presente informe tiene por objeto definir el tratamiento regulatorio aplicable a los ingresos por actividad no regulada durante el período tarifario 2025–2030, distinguiendo con claridad entre aquellos resultados que deben permanecer íntegramente en la esfera empresarial y aquellos que, por derivar del uso de activos regulados, deben quedar sujetos a un mecanismo de compartición en favor de los usuarios.

En ausencia de un tratamiento regulatorio específico, los ingresos derivados de actividades no reguladas que utilizan activos del servicio público podrían implicar una doble recuperación económica de dichos activos, ya remunerados a través de la tarifa, generando distorsiones en la neutralidad tarifaria y en la determinación del ingreso requerido.

## 2. Alcance y definición de actividades no reguladas

A los fines regulatorios, se consideran actividades no reguladas aquellas desarrolladas por la distribuidora fuera del servicio público monopólico de distribución y en condiciones de mercado, cuya remuneración no integra el esquema tarifario regulado.

Con carácter meramente enunciativo, quedan comprendidas dentro de esta categoría:

- el alquiler o cesión de uso de postes, ductos u otra infraestructura de red;
- la ejecución de obras eléctricas para terceros;
- la prestación de servicios técnicos especializados;
- la provisión de materiales o equipamiento;
- y otras actividades análogas desarrolladas en condiciones de mercado que utilicen activos, recursos, capacidades o costos comunes asociados al negocio regulado.

Lic. DAIANA G. SOTO FERNÁNDEZ
G.A.E. - ERSEPT

Sabrina Tevedo

Mag. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

La enumeración precedente no tiene carácter taxativo, de modo que el tratamiento regulatorio aquí previsto alcanza también a otras actividades no reguladas que, por su naturaleza económica, puedan generar riesgos de subsidios cruzados o beneficios derivados del uso de activos regulados.

A los efectos del presente criterio, se considerarán activos regulados aquellos cuya inversión, depreciación o recuperación económica haya sido reconocida total o parcialmente a través de la tarifa, incluyendo activos en operación, disponibles para uso o parcialmente amortizados.

## 3. Fundamento regulatorio

El tratamiento de los ingresos por actividad no regulada se sustenta en principios regulatorios básicos aplicables a los servicios públicos de red:

- **neutralidad tarifaria**, en virtud de la cual la tarifa debe reflejar exclusivamente los costos eficientes del servicio regulado;
- **ausencia de subsidios cruzados**, evitando que usuarios del servicio público financien actividades desarrolladas en mercados competitivos;
- **separación entre actividad regulada y no regulada**, mediante herramientas de ring-fencing y contabilidad separada;
- y **asignación adecuada de beneficios**, cuando una actividad complementaria monetiza activos ya remunerados a través del VAD.

Estos principios resultan consistentes con la práctica regulatoria comparada. El **Australian Energy Regulator (AER)** mantiene Shared Asset Guidelines que establecen cómo los consumidores se benefician de otros servicios prestados con activos de red pagados por los consumidores, incluyendo enfoques de cost reduction y obligaciones de información. En Brasil, la **ANEEL** trata las "outras receitas" bajo una lógica de modicidad tarifaria y, en su actualización regulatoria de 2026, mantuvo para infraestructura compartida un porcentaje de 60% mientras finaliza la regulación específica del precio de uso de postes. Asimismo, el **Ontario Energy Board (OEB)** reconoce que los ingresos por pole attachments generan menores tarifas de distribución para los usuarios, ya que sin esos ingresos el costo total de los postes quedaría embebido en las tarifas eléctricas.

El uso de activos regulados en actividades no reguladas puede generar una renta económica derivada de infraestructura financiada por los usuarios del servicio público, cuya apropiación debe ser objeto de regulación a fin de garantizar una asignación eficiente y equitativa de los beneficios.

La cuestión adquiere relevancia en procesos de RTI por tres motivos principales. En primer lugar, resulta necesario asegurar que los costos asociados a actividades competitivas no sean trasladados al negocio regulado. En segundo lugar, cuando dichas actividades utilizan infraestructura, activos o recursos financiados a través de la tarifa, puede generarse un beneficio económico que no corresponde que sea apropiado íntegramente por la distribuidora. En tercer lugar, una regulación adecuada debe preservar incentivos para la utilización eficiente y diversificada de la infraestructura, sin erosionar la neutralidad económica del régimen tarifario.

En consecuencia, el desafío regulatorio consiste en compatibilizar eficiencia empresarial, protección del usuario y consistencia en la determinación del ingreso requerido del servicio público. En este sentido, el tratamiento regulatorio de estas actividades no solo responde a la prevención de subsidios cruzados, sino también a la correcta asignación de los beneficios

Lic. DAIANA G. SOTO FERNÁNDEZ
G.A.E. - ERSEPT

Sabrina Tenelo

Mag. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

económicos derivados del uso de activos regulados, en línea con los principios de eficiencia y equidad tarifaria.

## 4. Criterio adoptado por ERSEPT

En el marco del período tarifario 2025–2030, el ERSEPT adopta el siguiente criterio regulatorio:

1. **Las pérdidas derivadas de actividades no reguladas no podrán ser reconocidas en tarifa ni trasladadas al servicio público regulado.** Dichas pérdidas constituyen riesgo empresario propio de actividades desarrolladas en condiciones de mercado.
2. **Los ingresos derivados de actividades no reguladas que utilicen activos regulados estarán sujetos a un mecanismo de compartición en favor de los usuarios del servicio público.** A estos efectos, se entenderá por activos regulados aquellos cuya inversión, depreciación o recuperación económica haya sido reconocida total o parcialmente a través de la tarifa, incluyendo activos en operación, disponibles para uso o parcialmente amortizados.
3. **La base económica sujeta a compartición estará constituida por los ingresos netos derivados del uso de activos regulados.** A tal efecto, los ingresos netos se determinarán deduciendo exclusivamente los costos incrementales directos estrictamente necesarios para la obtención de dichos ingresos.
   A tales efectos, se presumirá que la totalidad de los ingresos asociados al uso de activos regulados constituye base sujeta a compartición, salvo que la distribuidora acredite en forma fehaciente, documentada y verificable la existencia de costos incrementales directos estrictamente necesarios para su obtención.
4. **No serán admisibles, para la determinación del ingreso neto, costos comunes, indirectos, administrativos generales, financieros, amortizaciones de activos regulados ni conceptos ya reconocidos o recuperados a través de la tarifa regulada.** Tampoco se admitirán imputaciones discrecionales de costos o criterios de asignación que generen subsidios cruzados entre actividad regulada y no regulada.
   En ningún caso se admitirán criterios de asignación que, directa o indirectamente, impliquen la transferencia de costos propios de la actividad regulada hacia actividades no reguladas.
5. **La carga de acreditar la existencia y cuantía de los costos incrementales directos corresponderá a la distribuidora,** mediante respaldo documental suficiente, trazable y verificable por el ERSEPT.
6. **Los ingresos considerados deberán reflejar condiciones de mercado.** El ERSEPT podrá efectuar ajustes cuando detecte que los precios aplicados no resultan representativos o impliquen una subvaluación de los ingresos derivados del uso de activos regulados.
7. **El porcentaje de compartición se fija en el 50% de los ingresos netos derivados del uso de activos regulados.** Este criterio refleja un equilibrio entre el principio de apropiación de rentas regulatorias por parte de los usuarios —en tanto financiaron la infraestructura que posibilita dichos ingresos— y la necesidad de preservar incentivos para que la distribuidora desarrolle actividades complementarias y utilice de manera eficiente los activos existentes.

Lic. DAIANA G. SOTO FERNÁNDEZ
G.A.E. - ERSEPT

Sabrina Tenelo

Mag. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

- criterios para la validación de precios de mercado en operaciones que involucren el uso de activos regulados;

La reglamentación que se dicte deberá preservar, en todo momento, los principios de neutralidad tarifaria, trazabilidad, ausencia de subsidios cruzados y adecuada asignación de riesgos entre la actividad regulada y las actividades desarrolladas en condiciones de mercado.

## 7. Alcance de la decisión en la presente RTI

El criterio aquí adoptado **no implica la modificación del VAD base** reconocido en la presente RTI, sino el establecimiento de una regla regulatoria anual aplicable durante el período tarifario 2025–2030 para el tratamiento de los ingresos por actividad no regulada vinculados al uso de activos regulados.

Sin perjuicio de lo anterior, el mecanismo de compartición podrá incidir indirectamente en la determinación del ingreso requerido futuro, en tanto implique una reducción de los costos a ser recuperados vía tarifa.

En este sentido, la presente RTI deja establecido:

- el principio de separación entre actividades;
- la improcedencia de trasladar pérdidas competitivas al negocio regulado;
- la compartición del 50% de los ingresos netos derivados del uso de activos regulados;
- la determinación anual del beneficio compartible;
- la limitación de la base neta a costos incrementales directos;
- y la competencia del ERSEPT para definir el procedimiento de implementación y el mecanismo de asignación o devolución a usuarios.

Este enfoque permite ordenar el tratamiento regulatorio de la cuestión durante el período 2025–2030, sin alterar el cierre económico ya adoptado para el VAD base y preservando, al mismo tiempo, las facultades regulatorias necesarias para implementar el beneficio en favor de los usuarios bajo criterios de prudencia, trazabilidad y consistencia metodológica.

## 8. Conclusión

El tratamiento de los ingresos por actividad no regulada constituye un aspecto relevante de la regulación económica del servicio público de distribución eléctrica, en tanto se vincula directamente con la neutralidad tarifaria, la ausencia de subsidios cruzados y la adecuada apropiación de beneficios derivados del uso de activos financiados por los usuarios.

En función de ello, el ERSEPT adopta para el período tarifario 2025–2030 un criterio regulatorio basado en la separación entre actividad regulada y no regulada, la no trasladabilidad a tarifa de las pérdidas de actividades competitivas y la compartición del 50% de los ingresos netos derivados del uso de activos regulados, entendidos como aquellos ingresos calculados deduciendo exclusivamente costos incrementales directos, con determinación anual y mecanismo de asignación o devolución a usuarios a definir por el Ente Regulador.

El criterio adoptado resulta consistente con los principios de regulación económica aplicables a servicios públicos de red y con la práctica regulatoria internacional, en particular en lo relativo a la asignación de beneficios derivados del uso de activos compartidos y la prevención de subsidios cruzados.

Lic. DAIANA G. SOTO FERNÁNDEZ
G.A.E. - ERSEPT

Sabrina Tenelo

Mag. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

Un porcentaje superior podría desalentar la explotación eficiente de activos compartidos, mientras que uno inferior implicaría una apropiación indebida de beneficios por parte de la distribuidora. En este sentido, el valor adoptado constituye una solución prudente y consistente con la práctica regulatoria comparada.

8. **La determinación del monto sujeto a compartición tendrá periodicidad anual,** sobre la base de la información separada, respaldada documentalmente y reportada conforme al régimen de Contabilidad Regulatoria aplicable.
   La falta de información suficiente, trazable y debidamente respaldada impedirá la deducción de costos sobre la base sujeta a compartición, considerándose en tal caso la totalidad de los ingresos como base neta.

## 5. Base de cálculo y consistencia con la Contabilidad Regulatoria

El mecanismo adoptado requiere, como condición necesaria, una adecuada identificación y separación de ingresos, costos y activos compartidos entre actividad regulada y no regulada. En tal sentido, su aplicación será consistente con las obligaciones de información, separación contable y trazabilidad establecidas en el Manual de Contabilidad Regulatoria, en particular en lo relativo a:

- identificación de actividades reguladas y no reguladas;
- asignación separada de ingresos;
- individualización de activos regulados utilizados por actividades no reguladas;
- identificación de costos incrementales directos asociados a dichas actividades;
- respaldo documental de contratos, facturación, costos y activos involucrados;
- y reporte periódico de operaciones que impliquen uso de infraestructura regulada.

De este modo, la Contabilidad Regulatoria constituye la herramienta de soporte para la implementación del presente criterio, permitiendo verificar la correcta determinación de los ingresos netos atribuibles al uso de activos regulados y evitar asignaciones indebidas de costos o beneficios entre negocios de distinta naturaleza. La ausencia de información separada, trazable y debidamente respaldada impedirá la validación de costos incrementales directos, considerándose en tal caso la totalidad de los ingresos como base sujeta a compartición.

## 6. Aspectos a reglamentar por ERSEPT para su implementación

Sin perjuicio de los criterios regulatorios aquí establecidos, el ERSEPT definirá mediante el instrumento complementario que corresponda los aspectos operativos necesarios para la implementación del mecanismo durante el período tarifario 2025–2030. En particular, deberá establecer:

- el procedimiento anual de presentación, revisión y validación de la información;
- los formatos, plazos y contenido mínimo de los reportes regulatorios;
- los criterios de identificación y acreditación del uso de activos regulados;
- los lineamientos aplicables para la verificación de los costos incrementales directos admisibles;
- los mecanismos de auditoría y control de la información presentada;
- el acto o procedimiento mediante el cual se determinará anualmente el monto sujeto a compartición;
- el mecanismo de asignación o devolución a usuarios del beneficio resultante.

Lic. DAIANA G. SOTO FERNÁNDEZ
G.A.E. - ERSEPT

Sabrina Tenreiro

Mag. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

El esquema adoptado constituye así un marco regulatorio claro, consistente y verificable para el tratamiento de los ingresos por actividad no regulada, asegurando una adecuada protección de los usuarios sin afectar los incentivos para la eficiencia empresarial.

Lic. DAIANA G. SOTO FERNÁNDEZ
G.A.E. - ERSEPT

Sabrina Tenreiro

Mag. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

ERSEPT

GOBIERNO DE TUCUMÁN

ERSEPT FOLIO 3962

## Bibliografía


- **Australian Energy Market Commission. (2025).** *National Electricity Rules (NER), clause 6.4.4 – Shared assets.* https://energy-rules.aemc.gov.au/ner
- **Australian Energy Regulator. (2025).** *Shared asset guidelines (Version 2, June 2025).* Australian Energy Regulator. https://www.aer.gov.au/system/files/2025-06/AER%20Shared%20Asset%20Guidelines%20%28version%202%29%20-%20June%202025_0.pdf
- **Australian Energy Regulator. (2025).** ***Shared asset guidelines – SAPS review:*** *Explanatory statement (June 2025).* Australian Energy Regulator. https://www.aer.gov.au/system/files/2025-06/AER%20Shared%20Asset%20Guidelines%20-%20SAPS%20Review%20-%20Explanatory%20Statement%20-%20June%202025.pdf
- **Australian Energy Regulator. (2025, June 30).** *AER updates the shared asset guidelines.* https://www.aer.gov.au/news/articles/communications/aer-updates-shared-asset-guidelines
- **Office of Gas and Electricity Markets. (2023).** *Electricity distribution price control 2023–2028 (RIIO-ED2).* Ofgem. https://www.ofgem.gov.uk/energy-regulation/how-we-regulate/energy-network-price-controls/electricity-distribution-price-control-2023-2028-riio-ed2
- **Office of Gas and Electricity Markets**. (2023). *RIIO-ED2 regulatory instructions and guidance: Annex B – Costs, volumes and revenue* (Version 1.1). Ofgem. https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/2024-06/RIIO-ED2_Annex_B_Costs_Volumes_and_Revenue_v1.1_%28tracked%29.pdf
- **Ontario Energy Board. (2017**). *Filing requirements for electricity distribution rate applications – Chapter 2.* Ontario Energy Board. https://www.oeb.ca/oeb/_Documents/2017EDR/OEB_Filing_Requirements_2017Rates_Chapter02.pdf
- **Ontario Energy Board. (2017).** *Decision and order EB-2017-0051: Hydro One Remote Communities Inc.* Ontario Energy Board. https://www.hydroneremotes.ca/upload/documents/about-us/regulatory/horci_2017_cosapp_20170828.pdf


Lic. DAIANA G. SOTO FERNÁNDEZ
G.A.E. - ERSEPT

Sabrina Tenelo

Mag. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

San Miguel de Tucumán, abril del 2026

**De : Eficiencia Energética**
**A : Gerencia de Coordinación**
**Dra. Maria Laura Duarte.**
**S_____/_____D**

**Ref.: Informe Preliminar – Régimen de Eficiencia Energética.**

De mi consideración:

Este informe detalla los aspectos fundamentales del Régimen de Eficiencia Energética diseñado para el período 2026-2030 bajo la órbita de la RTI de EDET S.A., bajo la supervisión del ERSEPT. El documento se estructura para ofrecer una visión integral desde las perspectivas técnica, administrativa y legal

**1. Marco Legal y Fundamentación**

El régimen se sustenta en un sólido marco normativo que garantiza su validez jurídica y alineación con las políticas públicas de Tucumán de promoción tanto con la eficiencia energética como con el ahorro energético en diferentes niveles, en este sentido se destaca:

- Leyes Nacionales y Provinciales: El régimen se fundamenta principalmente en la Ley Nacional Nº 24.065 y la Ley Provincial Nº 8.479, entre otras normativas locales de energía.
- Resoluciones del Ente Regulador: Integra disposiciones previas y actuales del ERSEPT (Resoluciones Nº 790/16, 645/20, 837/23, 689/25, etc.) para asegurar la continuidad de la política energética.

Y tiene como objetivo regularizar, fiscalizar y promover programas que brinden soluciones al consumo ineficiente, garantizando el acceso asequible al servicio eléctrico en linea con los Objetivos del Desarrollo Sutentable.

E.R.S.E.P.T. FOLIO Nº 3964

**2. Alcance y Destinatarios.**

En este sentido el programa identifica actores y oportunidades específicas para la aplicación de las medidas de eficiencia energéticas dispuestas, como ser:

- Usuarios Residenciales: Especialmente aquellos con consumos elevados (superiores a 550 kWh/mes o 1100 kWh/bimestre) y aquellos en situación de vulnerabilidad social o económica bajo la herramienta de Zonas de Vulnerabilidad Socioterritorial (ZVST) de desarrollo conjunto de varias instituciones.
- Sector Público: Municipios, comunas y organismos provinciales, incluyendo asociaciones civiles y fundaciones.
- Infraestructura Publica Crítica: Principalmente alumbrado público y edificios de la administración pública provincial.

**3. Métodos de Aplicación y Procedimiento Administrativo**

La implementación sigue un flujo estrictamente regulado para asegurar la transparencia y efectividad técnica, distinguiendo según el actor beneficiario, pero siguiendo los mismos principios básicos a detallar. Etapas Críticas de los Procesos:

- Admisión: Verificación de requisitos como la titularidad del servicio, ausencia de deudas exigibles y presentación de formularios socioeconómicos (Anexo A).
- Diagnóstico Energético (DE): Estudio técnico obligatorio realizado por personal autorizado para identificar oportunidades reales de ahorro.
- Proyecto Ejecutivo: Basado en el DE, se elabora la propuesta técnica detallando medidas, costos y ahorros estimados.
- Ejecución y Plazos: La obra se asigna mediante contratación directa, concurso o licitación para su ejecución, una vez

finalizada esta en los plazos determinados se inspecciona y de ser aprobada se pone en servicio, liberando los pagos que correspondan. Los diagnósticos, obras e inspecciones tienen plazos estipulados.

**4. Aspectos Técnicos Relevantes**

El régimen especifica las tecnologías y estándares a aplicar en cada proyecto:

- Mejoras Residenciales: Incluye el recableado con secciones nominalizadas, protecciones normalizadas (AEA 90364) y el reemplazo de hasta 3 electrodomésticos por modelos de Etiquetado Clase A o superior.
- Alumbrado Público: Uso obligatorio de tecnología LED de alta eficiencia con sistemas de telegestión para monitoreo y regulación.

También se hace mención a Medición Inteligente, estableciendo un plan de recambio progresivo (mínimo 6.000 equipos medidores de energía anuales) de estos equipos para modernizar la red y facilitar la gestión activa de la demanda.

Por otra parte, también se implementaran programas de capacitación en eficiencia energética destinados a lograr un ahorro real del consumo energético en los diferentes sectores de la población.

**5. Gestión Financiera: El Fondo de Eficiencia Energética (FEE)**

El financiamiento se gestiona de forma externa al presupuesto ordinario de la distribuidora:

- Origen de Fondos: Se capitaliza mediante cargos por consumo en exceso (usuarios que superen los 750 kWh/mes), considerados usuarios no eficientes y aportes extraordinarios.

- Administración: EDET S.A. recauda y administra los fondos, pero el ERSEPT actúa como fiscalizador exclusivo. El 50% de los fondos se mantiene en cuentas de uso inmediato y el otro 50% en plazos fijos para preservar el valor.
- Mecanismo de Reintegro: para usuarios residenciales, el aporte realizado puede ser no reintegrable en función de los análisis previos. Para los organismos estatales se establece un modelo de coinversión donde el aporte del FEE, no reintegrable, puede cubrir hasta el 100% de la inversión.

**6. Control y Sanciones**

Para garantizar el cumplimiento de los objetivos, se establecen mecanismos de control y auditoría:

- El ERSEPT inspeccionará el 100% de los proyectos estatales y al menos el 30% de los residenciales para corroborar que estos cumplan con las obligaciones que le correspondieran como ser el correcto uso de los beneficios otorgados.
- Penalidades: Usuarios que retiren o inutilicen las mejoras antes de los 2 años deberán reintegrar el valor actualizado y serán inhabilitados por igual período.
  Para los organismos estatales, el incumplimiento de su contraparte u obligaciones dará lugar a la suspensión de los convenios firmados y a la inhabilitación por 2 años.
  La mala administración por parte de la distribuidora puede derivar en la intervención del fondo.

Sin otro particular, saludo atte.

ERSEPT

GOBIERNO DE TUCUMÁN

ERSEPT FOLIO N° 3962

**ERSEPT – Informe Preliminar**
**Tema:** Régimen de Generación Distribuida – RTI 2025–2030
**Área:** Administrativo-Legal
**Fecha:** Abril de 2026

En el presente documento se analizan las disposiciones aplicables al Régimen de Generación Distribuida en nuestra Provincia. Tucumán, por medio de la Ley Provincial N° 9.159, adhirió a la Ley Nacional N° 27.424 de "Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable integrada a la Red Eléctrica Pública", la cual ha declarado de interés nacional a la generación distribuida de energía eléctrica a partir de fuentes de energías renovables con destino al autoconsumo y a la inyección de eventuales excedentes de energía eléctrica a la red de distribución, todo ello bajo las pautas técnicas que fije la reglamentación en línea con la planificación eléctrica federal, considerando como objetivos la eficiencia energética, la reducción de pérdidas en el sistema interconectado, la potencial reducción de costos para el sistema eléctrico en su conjunto, la protección ambiental prevista en el artículo 41 de la Constitución Nacional y la protección de los derechos de los usuarios en cuanto a la equidad, no discriminación y libre acceso en los servicios e instalaciones de transporte y distribución de electricidad.

Así, se define al Usuario-Generador como al usuario del servicio público de distribución que disponga de equipamiento de generación de energía de fuentes renovables y que reúna los requisitos técnicos para inyectar a dicha red los excedentes del autoconsumo en los términos que establece la referida ley y su reglamentación, estableciéndose diferentes categorías de Usuario-Generador en función de la magnitud de potencia de demanda contratada y capacidad de generación a instalar.

El cumplimiento de los objetivos establecidos en la referida normativa exige el dictado de disposiciones locales para la adecuada implementación del mencionado Régimen en el ámbito provincial.

El uso de sistemas de generación distribuida de energía trae múltiples ventajas, entre los que podemos mencionar un mayor aprovechamiento de las redes de distribución, disminución de pérdidas en la transmisión y distribución, liberación de la capacidad del sistema eléctrico en los momentos de generación (líneas, transformadores, entre otros), la optimización de los índices de calidad del suministro a través del aporte a la mejora del nivel de tensión y oportunidades de acceso a recursos energéticos renovables no convencionales, entre otros;

En cuanto a los beneficios que podrían obtener los Usuarios- Generadores que se acojan al presente Régimen, encontramos en primer lugar la reducción de su consumo de energía eléctrica de la red, lo cual se traduce en un ahorro en las facturas de electricidad e incluso podría inyectar a la red de distribución los excedentes de energía que genere y recibir una compensación económica por ello. Se podrán beneficiar también con un incremento de utilización de energía limpia y la consecuente disminución de las emisiones contaminantes, la motivación hacia un uso eficiente de la energía, con un menor costo cuando la utilice en horas pico, entre otros;

Asimismo, la incorporación de Generación Distribuida en las redes de distribución también implica un desafío a nivel operativo, tendiente al incremento de la robustez y flexibilidad del sistema eléctrico provincial;

Por su parte, la Ley Provincial N° 6.608 "Marco Regulatorio del Servicio de Distribución y Generación de Energía Eléctrica" dispone que los autogeneradores, que suministren energía a través de contratos libremente pactados con la distribuidora, así como los cogeneradores que cuenten con excedentes de energía provenientes de la cogeneración y

pretendan venderle a la Distribuidora, deberán ajustarse a las normas y pautas técnicas y económicas vigentes, dictadas por el EPRET, actual ERSEPT;

La Ley Provincial N° 8.479 crea el Ente Único de Control y Regulación de los Servicios Públicos de Tucumán (ERSEPT) y menciona expresamente dentro de su competencia material, en todo el ámbito de la Provincia de Tucumán, el control y regulación de la distribución y comercialización de energía, así como la generación eléctrica aislada e interconectada de jurisdicción provincial, cuando estén aplicadas parcial o totalmente al servicio público;

Dicha normativa establece expresamente que el ERSEPT es el organismo de aplicación del marco regulatorio eléctrico provincial, asumiendo las funciones que anteriormente correspondían al Ente Provincial Regulador de Energía de Tucumán (EPRET), incluyendo la potestad de dictar normas y pautas de carácter técnico, administrativo y económico que rijan la prestación de los servicios comprendidos. Esta continuidad funcional y normativa garantiza la validez y aplicabilidad de las disposiciones contenidas en la Ley N° 6.608 bajo la actual estructura institucional;

La Ley Provincial N° 8.479 también faculta al Ente Único de Control y Regulación de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán (ERSEPT) a realizar todo acto necesario para el mejor cumplimiento de sus funciones y de los fines de dicha Ley y de los Marcos Regulatorios de los servicios bajo su jurisdicción, lo cual incluye la facultad de dictar las normas complementarias y reglamentarias necesarias en el ámbito de su competencia. Esta disposición habilita al organismo a intervenir directamente en el diseño normativo del Régimen de Generación Distribuida, en tanto constituye una modalidad específica de generación eléctrica conectada a la Red de distribución, lo cual lo sitúa bajo la órbita regulatoria establecida por el marco legal vigente;

En ese orden de ideas, la atribución de competencia del ERSEPT respecto a la regulación del presente Régimen se alinea con los principios de centralización normativa y control regulatorio uniforme establecidos en el ordenamiento provincial, evitando la dispersión de funciones y garantizando la seguridad jurídica, la eficiencia operativa y la protección de los derechos de los usuarios y agentes del sistema eléctrico provincial;

En este marco, y considerando que la generación distribuida constituye una modalidad de generación de energía eléctrica vinculada directamente con la Red de distribución, resulta razonable y jurídicamente válido que su regulación específica sea ejercida por el ERSEPT, en ejercicio de las facultades propias otorgadas por el régimen legal y en cumplimiento de su función como autoridad regulatoria del sector eléctrico en el ámbito provincial;

De esta manera, los lineamientos que se establezcan en el orden local deben guardar completa coherencia con las disposiciones dictadas por la autoridad de aplicación a nivel nacional, en cumplimiento del principio de uniformidad normativa, y cuyo objetivo sea garantizar que los sistemas de generación distribuida que se instalen y conecten en paralelo a la red de distribución, se operen adecuadamente para no afectar la normal prestación del servicio público de distribución de energía eléctrica, así como el normal desarrollo de las tareas de operación y mantenimiento que lleva a cabo la Distribuidora, en los sistemas concentrados de redes;

Así, debe procurarse tornar efectiva la implementación del Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable en el ámbito provincial, complementariamente a las disposiciones nacionales, permitiendo el acceso a los beneficios del régimen de fomento que exista tanto a nivel nacional como provincial.

En el presente documento, el análisis se centra en las disposiciones generales que describan con precisión el objeto de la regulación de la Generación Distribuida en el orden local, el procedimiento administrativo que deberá cumplir toda persona física o jurídica que pretenda acogerse al presente Régimen, el Contrato de Generación Eléctrica Distribuida a

suscribirse entre la Distribuidora y el Usuario-Generador, la creación de un Registro Provincial de Usuarios-Generadores de Energías Renovables (REPROUG) en la Provincia de Tucumán y la conveniencia de concentrar la información técnica requerida en Formularios fácilmente descargables vía web por los solicitantes.

**Disposiciones Generales:**

**Objetivo y Alcance**

**Glosario**

**Adecuación de equipos de Generación Distribuida instalados o conectados a la red con anterioridad al presente Reglamento**

**Acceso a la Red de distribución**

Se propone un Capítulo introductorio y de carácter general dedicado a establecer el objetivo y alcance de las disposiciones que forman parte del Reglamento, su ámbito de aplicación y expresamente declarar el derecho de todo usuario de la red de distribución a instalar equipamiento para la generación distribuida de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, en los términos de la legislación nacional a la cual adhirió nuestra Provincia.

El primer Capítulo también contiene un Glosario de siglas y definiciones con la finalidad de lograr una mayor comprensión del contenido del Reglamento, todo ello en consonancia con las disposiciones establecidas a nivel nacional debidamente adaptadas en el orden local.

Se establece que para el caso de Equipos de Generación Distribuida conectados a la red con anterioridad a la entrada en vigencia del Reglamento, los usuarios deberán completar el procedimiento de conexión establecido a fin de verificar el cumplimiento de los requerimientos técnicos, jurídicos y administrativos. Corresponde al ERSEPT, en el ámbito de su competencia y de acuerdo a lo dispuesto por el Régimen Nacional, establecer el plazo máximo hasta el cual los usuarios titulares de Equipos de Generación Distribuida preexistentes deberán adecuarse a las condiciones previstas en el Reglamento y demás normativa aplicable.

Los Usuarios-Generadores que pretendan acogerse a las disposiciones del presente Régimen deberán cumplir las condiciones establecidas en el Reglamento para poder acceder a la red de distribución. Asimismo, la operación y mantenimiento de las instalaciones eléctricas internas constituyen obligaciones a cargo de cada Usuario, debiendo mantenerlas en condiciones de seguridad eléctrica conforme a las normativas vigentes.

A los efectos de la Ley N° 9.159, todos los conceptos determinados en la Ley Nacional N° 27.424, su Decreto Reglamentario y demás normativa nacional, tendrán el significado allí asignado, con las siguientes definiciones y adecuaciones aplicables en el orden y territorio provincial:

- **Adecuaciones:** obras de adaptación de la conexión existente, necesarias para la instalación de equipos de generación distribuida de energía de fuentes renovables.
- **Autoridad de Aplicación Nacional:** es la Secretaría de Gobierno de Energía de la Nación, de conformidad con las previsiones del Decreto Nacional Reglamentario N° 986/2018, o el órgano que en el futuro sea designado.
- **Autoridad Regulatoria:** es el Ente Único de Control y Regulación de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán (ERSEPT), el cual ejerce su función regulatoria conforme las facultades, atribuciones y obligaciones establecidas en la normativa legal vigente.

- **Balance Neto de Facturación:** es el sistema que compensa en la facturación el valor de la energía eléctrica demandada con el valor de la energía eléctrica inyectada a la red de distribución. La compensación deberá efectuarse de acuerdo al Cuadro Tarifario de la energía eléctrica demandada vigente para cada categoría de Usuario, según la normativa aplicable y lo dispuesto por el ERSEPT. Asimismo, el sistema de facturación a implementar a tal efecto, deberá reflejar el precio de la energía eléctrica efectivamente inyectada a la Red de distribución.
- **Capacidad de Conexión:** es la potencia máxima en kilowatts (kW) del equipo de acople o la sumatoria de las potencias individuales de los mismos, a instalar en un Punto de Suministro, que no requiere de obras adicionales.
- **Capacidad Máxima del Suministro:** es la potencia en kilowatts (kW) promedio de quince minutos consecutivos que la Empresa Distribuidora pondrá a disposición del Usuario-Generador en el punto de entrega convenido.
- **Categorías Tarifarias:** son las definidas por el ERSEPT en el Régimen Tarifario.
- **Certificado Nacional de Usuario-Generador:** es el documento emitido por la Autoridad competente a nivel nacional, por el que se acredita que el Usuario ha cumplido con todos los requisitos necesarios para conectar un Equipo de Generación Distribuida conforme al Régimen
- **Certificado Provincial de Usuario-Generador:** es el documento emitido por el Ente Único de Control y Regulación de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán (ERSEPT), mediante el cual se acredita que el Usuario ha cumplido con todos los requisitos necesarios para conectar un Equipo de Generación Distribuida conforme al presente Reglamento.
- **Cesión de Créditos por Energía Inyectada:** es el derecho del Usuario-Generador de transferir los créditos producto de un saldo a su favor en la facturación. Dichos créditos se encuentran contabilizados en su Cuenta de Valoración de Energía (CVE).
- **Contrato de Generación Eléctrica Distribuida (CGED):** es el acuerdo de voluntades que vincula al Usuario-Generador con la Empresa Distribuidora bajo el Régimen establecido en la Ley N° 27.424, sus normas modificatorias y complementarias, y por las disposiciones del presente Reglamento.
- **Crédito por Energía Activa Inyectada a la Red (CEaI):** es el valor económico resultante de la valorización de la energía activa inyectada a la red, calculado como el producto entre la energía activa inyectada y el precio de la energía inyectada correspondiente al período.
- **Cuadro Tarifario (CT):** es el aprobado por el ERSEPT al Usuario final.
- **Cuenta de Valoración de Energía (CVE):** es el registro individual asociado a cada Usuario-Generador dentro de su cuenta de suministro, en el cual se contabilizan y acumulan, por período de facturación, los créditos originados por la valorización de la energía activa inyectada a la red, así como su aplicación a la compensación de consumos y cargos conforme al régimen tarifario vigente.
- **Diferencial Económico por Energía (DEa):** valorización en pesos resultante de la diferencia entre el Crédito por Energía Activa Inyectada (CEaI) y la valorización económica de la energía activa demandada desde la red, incluyendo los cargos tarifarios, impuestos y demás conceptos aplicables correspondientes al período de lectura considerado, conforme a los cuadros tarifarios vigentes.

- **Empresa Distribuidora:** es la concesionaria del servicio público de distribución de energía eléctrica en la Provincia de Tucumán.
- **Energía Activa Demandada (EaD):** energía activa, expresada en kWh, proveniente de la red de distribución hacia el suministro del usuario, registrada por el sistema de medición en el período de lectura correspondiente.
- **Energía Activa Inyectada a la Red (EaI):** energía activa, expresada en kWh, entregada a la red de distribución desde el sistema de generación del usuario, registrada por el sistema de medición en el período de lectura correspondiente.
- **Equipos Certificados:** son aquellos Equipos de Generación Distribuida y elementos asociados que cumplan con los requisitos y normas de calidad que establezca la autoridad competente.
- **Equipo Convertidor de Potencia (ECP):** es un equipo electrónico que tiene por objeto la conversión de potencia eléctrica entre dos formatos diferentes. Con un convertidor se puede obtener corriente alterna a partir de corriente continua, o viceversa.
- **Equipo de Acople a la Red (EAR):** se refiere al inversor electrónico u otro componente que conecta un Sistema de Generación de fuente renovable con la instalación eléctrica del Usuario-Generador para su acoplamiento en paralelo con la instalación de la Empresa Distribuidora.
- **Equipos de Generación Distribuida:** son los equipamientos y sistemas destinados a la transformación de la energía primaria de fuentes renovables en energía eléctrica para autoconsumo, y que se conectan con la Red de distribución a fin de inyectar a dicha red el potencial excedente de energía generada. El concepto "Equipo de Generación Distribuida" es equivalente al término "Sistema de Generación Distribuida" y está compuesto por al menos un Generador de Fuente Renovable y un Equipo de Acople a la Red.
- **Equipo de Medición:** es el sistema de medición de energía eléctrica homologado por la Autoridad competente que debe ser instalado a los fines de medir la energía demandada, generada y/o inyectada a la Red de distribución por el Usuario-Generador, siendo dichas mediciones almacenadas independientemente para su posterior lectura.
- **Equipos Preexistentes:** se entiende como aquellos Equipos de Generación Distribuida instalados o conectados a la Red con anterioridad a la entrada en vigencia del presente Reglamento.
- **Estudio de Condiciones Técnicas de conexión a la Red de distribución(ECT):** es el análisis realizado por la Empresa Distribuidora que contiene los resultados de la evaluación para la vinculación a la Red de distribución de un Sistema de Generación, confeccionado en los términos y alcances que establece el presente Reglamento.
- **Factura del Usuario-Generador (FAUG):** es la factura emitida por la Empresa Distribuidora a un Usuario-Generador, por el servicio de distribución y comercialización prestado, de acuerdo a su categoría tarifaria, derivada del registro mensual o bimestral del período de lectura correspondiente, incluyendo tasas, impuestos y demás cargos aplicables.
- **Fuentes de Energías Renovables:** son las fuentes renovables de energía no fósiles idóneas para ser aprovechadas de forma sustentable en el corto, mediano y largo

plazo. De acuerdo al artículo 2° de la Ley N° 27.191, Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica, son fuentes de energías renovables la energía eólica, solar térmica, solar fotovoltaica, geotérmica, mareomotriz, undimotriz, de las corrientes marinas, hidráulica, biomasa, gases de vertedero, gases de plantas de depuración, biogás y biocombustibles, con excepción de los usos previstos en la Ley N° 26.093.

- **Generación Distribuida:** es la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, por Usuarios del servicio público de distribución que estén conectados a la Red del prestador del servicio y reúnan los requisitos técnicos que establezcan la normativa nacional y el presente Reglamento para poder inyectar a dicha Red pública los excedentes del autoconsumo.
- **Generador de Fuente Renovable:** es el componente de los Equipos de Generación Distribuida encargado de captar la energía del recurso renovable y transformarla en energía eléctrica.
- **Instalador Calificado:** se considera como tal al profesional que reúna las condiciones técnicas específicas indicadas en el presente Reglamento, matriculado en el correspondiente Colegio o Consejo Profesional en la Provincia de Tucumán y que además se encuentre inscripto en el Registro de Instaladores Habilitados de Sistemas de Generación Distribuida creado por el ERSEPT. El término "Instalador Calificado" y "Representante Técnico" son equivalentes.
- **Mecanismo de Compensación (MDC):** es el mecanismo mediante el cual se determina el monto final a abonar por el Usuario-Generador en cada período de facturación, a partir de la compensación económica entre la facturación por energía demandada y los créditos por energía inyectada, conforme a las expresiones desarrolladas en el Capítulo tarifario.
- **Medidor Bidireccional:** es el sistema de medición de energía eléctrica compuesto por un único Medidor Bidireccional, que debe ser instalado y conectado a un único Punto de Suministro con el fin de medir la energía demandada e inyectada a la Red de distribución por el Usuario-Generador, siendo dichas mediciones almacenadas independientemente para su posterior lectura.
- **Obras Adicionales:** obras físicas de expansión y/o repotenciación de la Red de distribución asociada en el nivel de tensión de inyección en el Punto Común de Acoplamiento, como consecuencia de la conexión de instalaciones de Generación Distribuida.
- **Período de Facturación:** es el período en el cual se le factura a un Usuario por el servicio de distribución y comercialización prestado, de acuerdo a su categoría tarifaria. Puede ser mensual o bimestral.
- **Plataforma Digital de Acceso Público:** es la plataforma en línea que implementó la Autoridad de Aplicación a nivel nacional en la cual los Usuarios deben tramitar el Procedimiento de Conexión, el Certificado de Usuario-Generador en la jurisdicción nacional, así como también los beneficios promocionales que se encuentren vigentes.
- **Plataforma Web ERSEPT:** es el sitio electrónico a través del cual los Usuarios tramitan la Solicitud de Conexión prevista en el presente Reglamento.

- **Potencia Activa Máxima Demandada (PaMD):** es la máxima potencia activa tomada de la red durante el período de facturación, registrada como el mayor valor promedio en intervalos de quince (15) minutos.
- **Potencia Activa Máxima Demandada en Horario Pico (PaMDp):** es la máxima potencia activa, expresada en kW, tomada de la red de distribución durante el período de facturación y dentro del tramo horario de pico del sistema, determinada como el mayor valor promedio registrado en intervalos de quince (15) minutos consecutivos, conforme a los tramos horarios definidos en el régimen tarifario vigente.
- **Potencia Activa Máxima Demandada en Horario Fuera de Pico (PaMDfp):** máxima potencia activa, expresada en kW, tomada de la red de distribución durante el período de facturación y dentro del tramo horario fuera de pico, comprendiendo los tramos horarios distintos del de pico, registrada bajo el mismo criterio de promedios en intervalos de quince (15) minutos consecutivos.
- **Potencia Activa Máxima Inyectada (PaMI):** máxima potencia activa inyectada a la red durante el período de facturación, registrada bajo el mismo criterio temporal.
- **Potencia Activa Máxima Inyectada en Horario Pico (PaMIp):** máxima potencia activa, expresada en kW, inyectada a la red de distribución durante el período de facturación y dentro del tramo horario de pico del sistema, registrada como el mayor valor promedio en intervalos de quince (15) minutos consecutivos.
- **Potencia Activa Máxima Inyectada en Horario Fuera de Pico (PaMIfp):** máxima potencia activa, expresada en kW, inyectada a la red de distribución durante el período de facturación y fuera del tramo horario de pico, registrada bajo el mismo criterio temporal.
- **Potencia Contratada:** se refiere a la potencia máxima de demanda disponible para un Usuario en el Punto de Suministro, previsto en el Contrato de Concesión.
- **Potencia de Acople a la Red:** es la suma de las potencias nominales de los Equipos de Acople a la Red de cada Usuario.
- **Potencia del Generador de Fuente Renovable:** es la potencia nominal del Generador de Fuente Renovable.
- **Punto de Suministro:** se refiere al punto físico donde la Empresa Distribuidora hace entrega de la energía eléctrica al Usuario conforme los parámetros y condiciones establecidos en la normativa regulatoria.
- **Régimen de Generación Distribuida o Régimen:** hace referencia a todos los derechos y obligaciones establecidos en la Ley N° 27.424, así como también los criterios, requisitos y procedimientos que disponen el Decreto Reglamentario N° 986/2018, las Resoluciones dictadas por la Autoridad competente a nivel nacional, la Ley Provincial N° 9.159 de adhesión al Régimen y el presente Reglamento.
- **Régimen Tarifario:** es aquel previsto en el Contrato de Concesión con la Empresa Distribuidora.
- **Red de Distribución:** es la línea eléctrica de distribución concesionada a la Empresa Distribuidora, mediante la cual el Usuario-Generador demanda o inyecta energía eléctrica.
- **Retribución de Crédito:** se refiere al pago por parte de la Empresa Distribuidora de los créditos producto de un saldo a favor en la facturación que pudiere haberse acumulado, conforme se establece en la normativa vigente.

- **Saldo de Créditos por Energía Inyectada a la Red (Saldo CEaI):** monto acumulado de los Diferenciales Económicos por Energía (DEa) positivos de períodos anteriores que no hayan sido compensados. Dicho saldo constituye un crédito a favor del Usuario-Generador, expresado en pesos, que podrá ser aplicado a la compensación de facturaciones futuras.
- **Solicitud de Factibilidad Técnica (SFT):** es el documento inicial presentado por un potencial Usuario-Generador, confeccionado mediante el Formulario respectivo, a través de la Plataforma Web ERSEPT.
- **Usuario-Generador:** es el Usuario del servicio público de distribución eléctrica que dispone de equipamiento de generación de energía a partir de fuentes renovables destinado al autoconsumo, con capacidad para inyectar excedentes de energía eléctrica a la red de distribución, en el marco del Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable integrada a la red eléctrica pública.
- **Usuarios-Generadores Individuales:** refiere a un único Usuario con un equipamiento de Generación Distribuida de fuentes renovables mediante el cual genera energía para su autoconsumo e inyecta sus excedentes a la Red de distribución.
- **Usuarios-Generadores Comunitarios:** es un grupo de dos (2) o más Usuarios del servicio público con Puntos de Suministros diferentes, cuyas demandas sean abastecidas por la Distribuidora y que declaren de manera previa ante la Empresa Distribuidora la administración en conjunto de un equipo de Generación Distribuida de fuente renovable, que podrá estar vinculado o no a alguno de los Puntos de Suministro de dichos Usuarios con potencia contratada mayor a 10kW . En todos los casos, la Distribuidora será la encargada de determinar la factibilidad de conexión del Equipo de Generación Distribuida, así como también de los cargos adicionales que impliquen la inclusión del mismo en la red.
- **Usuarios- Generadores Comunitarios Virtuales:** es la conformación de un grupo de dos (2) o más Usuarios, con las mismas características que los Usuarios Generadores Comunitarios, pero cuya demanda e inyección total esté monitoreada en tiempo real por Medidores cuyas características tecnológicas lo permitan. Esto posibilitará hacer un balance entre las energías demandadas e inyectadas del Sistema Comunitario, distinguir la inyección del autoconsumo total del conjunto de Usuarios y valorizar la energía autoconsumida, demandada e inyectada de manera independiente.
- **Usuarios-Generadores pequeños (UGpe):** son los Usuarios-Generadores que instalen un Equipo de Generación Distribuida con conexión a la red de distribución en baja tensión cuya potencia no supere los TRES KILOVATIOS (3kW).
- **Usuarios-Generadores medianos (UGme):** son los Usuarios-Generadores que instalen un Equipo de Generación Distribuida con conexión a la red de distribución en baja o media tensión de una potencia mayor a TRES KILOVATIOS (3 kW) y hasta TRESCIENTOS KILOVATIOS (300 kW).
- **Usuarios-Generadores mayores (UGma):** son los Usuarios-Generadores que instalen un Equipo de Generación Distribuida con conexión a la red de distribución en baja o media tensión de una potencia mayor a TRESCIENTOS KILOVATIOS (300 kW) y hasta DOCE MEGAVATIOS (12 MW). En ningún caso la Potencia de

ERSEPT FOLIO N° 3971

Acople a la Red de los Equipos de Generación Distribuida podrá exceder los DOCE MEGAVATIOS (12 MW) en un mismo Punto de Suministro.

Las categorías de Usuarios-Generadores así como los límites de potencia establecidos podrán ser redefinidos por la Autoridad de Aplicación Nacional, en función de los criterios y normativas establecidas para tal fin.

**Procedimiento Administrativo para el tratamiento de solicitudes de conexión de Sistemas de Generación Distribuida bajo la figura de Usuario-Generador:**

**Generalidades**
**Solicitud de Factibilidad Técnica**
**Estudio de Condiciones Técnicas de conexión a la Red de distribución (ECT)**
**Contrato de Generación Eléctrica Distribuida**
**Conexión del Sistema de Medición**

El presente Capítulo detalla el procedimiento previsto para el tratamiento de las solicitudes de los usuarios que pretendan realizar la conexión de un Sistema de Generación a la red pública de distribución bajo el presente Régimen.

Dicho procedimiento, en línea con las disposiciones reglamentarias a nivel nacional, prevé una serie de pasos a seguir que culminan en la obtención por parte del interesado del Certificado de Usuario-Generador emitido por la autoridad de aplicación nacional y por el ERSEPT, y su consecuente inclusión en el Registro Provincial de Usuarios-Generadores de la Provincia de Tucumán.

Se establece la obligatoriedad de todo usuario que pretenda convertirse en Usuario-Generador bajo el presente Régimen, de registrarse en la Plataforma Web ERSEPT y en la Plataforma Digital de Acceso Público, con el fin de cumplir el procedimiento administrativo para obtener la autorización de conexión de un Sistema de Generación, el correspondiente Certificado de Usuario-Generador y su inclusión en el Registro Provincial respectivo.

El Usuario-Generador deberá designar un Representante Técnico, quien deberá estar inscripto en el Registro Provincial Obligatorio de Instaladores Habilitados a realizar Instalaciones de Generación Distribuida que a tal efecto llevará el ERSEPT, quien será el profesional responsable de que la instalación del Sistema de Generación Distribuida se lleve a cabo en cumplimiento de la normativa aplicable vigente.

La relación entre Usuarios-Generadores y de éstos con la Distribuidora quedará perfeccionada por medio de la suscripción del Contrato de Generación Eléctrica Distribuida cuyo contenido también se encuentra definido en el presente Reglamento, en el Capítulo 5.

El procedimiento administrativo para obtener la autorización de conexión de un Sistema de Generación Distribuida a la Red de distribución consta de las siguientes etapas:

1. **Solicitud de Factibilidad Técnica (SFT)**

El Procedimiento de autorización de conexión iniciará con la presentación por parte del Usuario-Generador o de su Representante Técnico del **Formulario I: Solicitud de Factibilidad Técnica – SFT**, cuyo contenido se encuentra detallado en un Sub-Anexo del presente Reglamento. Dicho formulario puede completarse digitalmente desde la Plataforma Web ERSEPT o la que en el futuro la reemplace, así como de manera presencial ante la Empresa Distribuidora, quien registrará digitalmente la solicitud en la plataforma mencionada.

El Usuario-Generador deberá completar dicho Formulario con la siguiente información:

1. IDENTIFICACIÓN DEL USUARIO

1.1. Nombre y Apellido/Razón social y CUIL/CUIT, los cuales deberán corresponder al Titular del suministro donde se pretende instalar el Sistema de Generación.

1.2. Domicilio.

1.3. Número de identificación de Suministro ante la Empresa Distribuidora.

1.4. Categoría Tarifaria.

1.5. Potencia contratada (kW), si la tuviere.

1.6. Datos de contacto: correo electrónico y número de teléfono. Las notificaciones que emita la Plataforma Web ERSEPT con motivo del presente trámite se entenderán válidamente cursadas a los datos de contacto denunciados.

2. IDENTIFICACIÓN DEL REPRESENTANTE TÉCNICO

2.1. Nombre y Apellido.

2.2. CUIT.

2.3. Datos de contacto: correo electrónico y número de teléfono.

3. UBICACIÓN DEL SISTEMA

3.1. Domicilio de emplazamiento: Calle, Numeración, Piso, Departamento (en caso de corresponder) y Código Postal del lugar donde se instalará el Sistema de Generación.

3.2. Departamento.

3.3. Localidad.

4. SISTEMA DE GENERACIÓN

4.1. Tipo de instalación:

- Nueva
- Pre-existente: en caso de instalaciones ya realizadas y a declarar bajo el presente Régimen
- Modificación del Equipo de Generación Distribuida ya instalado: en caso de modificaciones a instalaciones que actualmente se encuentren funcionando bajo el presente Régimen y posean su correspondiente Certificado de Usuario-Generador, cuyo número identificatorio deberá ser incluido.

4.2. Fuente de energía: Solar, Eólica, Biomasa, Hidráulica, Geotérmica, Otra.

4.3. Especificaciones Técnicas del Equipamiento a instalar:

4.3.1. Potencia Total de Generación (kW)

4.3.2. Potencia Total del/los Equipo/s de Acople (kW): Se refiere a la suma de las potencias nominales de los Equipos de Acople a la Red (inversores). Esta potencia será menor o igual a la potencia contratada, salvo en caso de contar con una autorización expresa del ERSEPT, supuesto en el cual deberá adjuntarse el correspondiente documento.

4.4. Modalidad de Conexión:

4.4.1. Usuario-Generador Individual o Usuario-Generador Colectivo, en este último caso deberá indicarse la cantidad de suministros asociados.

5. ARCHIVOS

5.1. Acreditación de Representación legal, en caso de corresponder.

5.2. Esquema Unifilar Eléctrico del Sistema de Generación, con esquema de conexiones en tableros con indicación de la capacidad nominal de los elementos de maniobra y protección previstos en la normativa vigente. Se debe indicar ubicación de tableros y medidores, ubicación del Sistema de Generación, potencia de generación instalada, tensión y corriente máxima en CC y AC. Este documento deberá estar firmado por el Representante Técnico.

5.3. Opcionalmente, el Usuario podrá adjuntar todo archivo que sea de interés para la Empresa Distribuidora.

5.4. En caso de que se haya solicitado una Potencia de Acople mayor a la contratada, será obligatorio adjuntar la autorización correspondiente del ERSEPT.

La SFT podrá ser objeto de observaciones por parte de la Empresa Distribuidora, las cuales versarán exclusivamente sobre los siguientes aspectos:

a) Información incompleta o errónea, en los términos exigidos por este Capítulo;

b) No encontrarse el equipamiento comprendido en lo indicado en el artículo 3°, inc. G) de la Ley N° 27.424;

c) No cumplir el equipamiento lo establecido en el "Capítulo 2- Condiciones Técnicas para la conexión a la red pública de distribución de Sistemas de Generación bajo la figura de Usuario-Generador" del presente Reglamento.

Será obligatorio para la Distribuidora fundamentar técnicamente las observaciones que efectuare. El Usuario puede proceder a presentar una nueva SFT, o en caso de no estar de acuerdo con lo observado por la Distribuidora, podrá ejercer su descargo ante el ERSEPT.

La evaluación y respuesta de la SFT al Usuario-Generador por parte de la Empresa Distribuidora no podrá superar el plazo de cinco (5) días hábiles.

La respuesta de la Distribuidora se efectuará a través de la Plataforma Web ERSEPT y se notificará por medio de los canales de comunicación denunciados por el Usuario al momento de iniciar el trámite.

Con la respuesta sin observaciones sobre la SFT por parte de la Distribuidora, una vez subsanadas las mismas o ante la falta de respuesta por parte de ésta en el plazo indicado, el Usuario se encontrará en condiciones de iniciar la gestión de la Solicitud de Reserva de Potencia (Formulario 1A) en el ámbito nacional, a través del ingreso a la Plataforma Digital de Acceso Público.

**2. Estudio de Condiciones Técnicas de conexión a la Red de distribución (ECT)**

En el marco de las actuaciones en la Plataforma Web ERSEPT, la Empresa Distribuidora procederá a elaborar el **Estudio de las Condiciones Técnicas de conexión a la Red de distribución (ECT)**, en el cual desarrollará como mínimo los siguientes aspectos:

a) La ubicación geográfica del Punto de Suministro (PS) y sus características;

b) La capacidad de conexión;

c) En los casos que se realicen estudios de flujos de potencia se deberá presentar los resultados de los mismos, tensiones de nodo del sistema de distribución y niveles de carga, de la red asociada al Punto de Suministro;

d) De corresponder, detalle de las adecuaciones necesarias para la instalación de los equipos de Generación y/o Almacenamiento;

e) En caso de que del resultado del ECT surja la necesidad de obras adicionales en la red, éstas deberán corresponderse a obras de mínimo costo y la empresa Distribuidora estará obligada a justificarlas técnicamente, describiéndolas en detalle y adjuntando su valorización y proyecto.

La Empresa Distribuidora contará con un plazo de diez (10) días hábiles para la realización del ECT, contados desde la fecha de presentación de la SFT, prorrogable por diez (10) días hábiles, en la medida que se encuentre debidamente justificado.

Finalizado el ECT, la Distribuidora confeccionará la Respuesta a la Solicitud de Reserva de Potencia (Formulario 1B) de la Plataforma Digital de Acceso Público, e incorporará ambos documentos a la Plataforma Web ERSEPT.

De esta manera, la Empresa Distribuidora comunicará por medio de la Plataforma Web ERSEPT el resultado del ECT al Usuario-Generador y al Ente Regulador, para que éste último tome conocimiento de la documentación técnica, informes y cualquier otro material generado durante el ECT, con el fin de garantizar que se cumplan las normativas vigentes y que el ERSEPT pueda supervisar y validar el procedimiento llevado a cabo, asegurando la correcta aplicación de las regulaciones en materia de Generación Distribuida.

El ERSEPT analizará y evaluará el ECT en un plazo máximo de diez (10) días hábiles.

En el supuesto de no estar de acuerdo con el resultado que surja del ECT elaborado por la Empresa Distribuidora, el Usuario-Generador o el Representante Técnico podrá solicitarle que reconsidere su decisión por medio de la Plataforma Web ERSEPT, para lo cual contará con un plazo de cinco (5) días hábiles computados desde la fecha de notificación del ECT. A tal efecto, en instancia revisora podrán adjuntarse nuevos elementos y/o antecedentes.

La Empresa Distribuidora tendrá un plazo máximo de cinco (5) días hábiles contados desde la fecha de Solicitud de reconsideración para responder el pedido realizado por el Usuario-Generador o su Representante Técnico.

El Usuario-Generador que no esté conforme con la decisión de la Distribuidora podrá ejercer el correspondiente descargo ante el ERSEPT a través de la Plataforma Web ERSEPT, y éste resolverá.

Cumplido el análisis del ECT por parte del ERSEPT y en caso de no existir impugnación alguna o resueltas las que se hubieran interpuesto, se notificará al Usuario-Generador y se adjuntará el Modelo de Contrato de Generación Eléctrica Distribuida a suscribir con la Empresa Distribuidora.

El ECT tendrá vigencia de un (1) año desde la fecha de notificación al Usuario-Generador o su Representante Técnico.

Con la notificación del ECT aprobado, o una vez resueltas las objeciones que hubieren, el Usuario-Generador se encontrará en condiciones de confeccionar a través de la Plataforma Digital de Acceso Público, junto a su Representante Técnico, la Solicitud de Medidor Bidireccional (Formulario 2A).

En el marco de la instalación del Sistema de Generación por parte del Representante Técnico, se dispone la obligatoriedad de completar el Formulario II: Declaración Jurada para puesta en servicio del Sistema de Generación.

### 3. Contrato de Generación Eléctrica Distribuida

Reunidas las condiciones establecidas en el ECT aprobado por el ERSEPT, el Usuario-Generador deberá suscribir el correspondiente Contrato de Generación Eléctrica Distribuida con la Empresa Distribuidora con el fin de establecer los derechos y obligaciones de ambas partes.

El Usuario-Generador y la Empresa Distribuidora deberán suscribir el referido convenio en un plazo que no podrá ser superior a cinco (5) días hábiles desde la notificación a las partes de la aprobación del ECT por parte del ERSEPT.

### 4. Conexión del Sistema de Medición

La Empresa Distribuidora procederá a la conexión del Sistema de Medición dentro del plazo indicado en el Contrato de Generación Eléctrica Distribuida, el cual no podrá ser superior a diez (10) días desde su celebración, todo ello en cumplimiento de las Condiciones Técnicas establecidas en el presente Reglamento.

Para la conexión a la Red del Sistema de Generación, el Representante Técnico del Usuario-Generador deberá verificar las condiciones y procedimientos técnicos detallados en el presente Reglamento.

La Distribuidora confeccionará la Respuesta a la Solicitud de Medidor Bidireccional (Formulario 2B) en el marco de la Plataforma Digital de Acceso Público, donde incluirá el número de medidor y la fecha de conexión.

Cumplido lo anteriormente expuesto, el Usuario-Generador podrá contar con el Certificado correspondiente (Formulario 2C) emitido por la autoridad de aplicación nacional, a través del cual se acreditará el cumplimiento con el procedimiento de alta de conexión realizado por la Plataforma Digital de Acceso Público.

En caso de que al momento de realizar la conexión se detectara apartamentos de lo indicado en el ECT u otra condición que surgiera de lo establecido en el presente Reglamento, la Empresa Distribuidora podrá oponerse a la realización de la conexión con debido fundamento técnico, comunicando tal situación al ERSEPT a través de la Plataforma Web ERSEPT.

En este supuesto, la empresa Distribuidora otorgará al Usuario-Generador un plazo de quince (15) días hábiles para que efectúe las correcciones que le fueran indicadas. De persistir las causales de rechazo, y siempre que se encuentren debidamente fundadas, se dejará sin efecto el Contrato de Generación Eléctrica Distribuida, en cumplimiento de la Cláusula de Rescisión por defectos al momento de la conexión.

La empresa Distribuidora deberá incorporar a la Plataforma Web ERSEPT la resolución del Contrato de Generación Eléctrica Distribuida describiendo detalladamente los fundamentos técnicos que dieron lugar.

El Usuario-Generador podrá denunciar la oposición de la empresa Distribuidora a la conexión del Sistema de Generación ante el ERSEPT a través de la Plataforma Web ERSEPT, el cual resolverá sobre la misma.

Una vez habilitada la conexión del Sistema de Medición, la Empresa Distribuidora otorgará el Permiso de funcionamiento del Sistema de Generación Distribuida en paralelo con la Red y pondrá en servicio al Generador conectándolo a la Red de distribución.

El ERSEPT emitirá el correspondiente Certificado Provincial de Usuario-Generador, quien a su vez quedará incorporado al Registro Provincial de Usuarios Generadores de la Provincia de Tucumán (REPROUG).

El Usuario-Generador deberá disponer de un medio de comunicación adecuado que permita a la Empresa Distribuidora mantenerse en contacto con el responsable del funcionamiento del Sistema de Generación.

Para una completa y acabada comprensión del procedimiento administrativo detallado, se propone la confección y publicación de los Formularios antes descritos, con toda la información que sea necesaria suministrar por parte de los Usuarios-Generadores y sus Representantes Técnicos, los cuales podrán descargarse digitalmente desde la Plataforma Web ERSEPT.

**Contrato de Generación Eléctrica Distribuida**

El Contrato de Generación Eléctrica Distribuida es el vínculo legal que deberán celebrar Usuario-Generador y Empresa Distribuidora, cuyo contenido mínimo deberá contener las siguientes especificaciones:

a) Identificación de las partes;
b) Objeto;
c) Alcance;
d) Fuente de energía primaria aprovechada;
e) Potencia Instalada del Sistema de Generación;
f) Certificación del Equipo;
g) Condiciones de Operación y Mantenimiento del Sistema de Generación;
h) Puesta en Servicio;
i) Causales de Rescisión del Contrato;
j) Medición;
k) Facturación;
l) Acceso a la información;
m) Solución de conflictos;
n) Jurisdicción.

El Contrato de Generación Eléctrica bajo Modalidad Distribuida se perfeccionará y tendrá plenos efectos desde la instalación del Medidor Bidireccional y no se encontrará sujeto a plazo de extinción, salvo la ocurrencia de alguna de las causales de suspensión o extinción que se detallan en este Reglamento, además de aquellos supuestos expresamente previstos que resulten de aplicación al Contrato de suministro eléctrico que tenga el Usuario con la Empresa Distribuidora. A su vez, todo aspecto operativo específico acordado entre las partes deberá constar y quedar debidamente reflejado en el Contrato.

El Contrato de Generación Eléctrica Distribuida es accesorio al Contrato que el Usuario tiene con la Empresa Distribuidora por la demanda de suministro eléctrico, de acuerdo con las previsiones del presente Reglamento.

DERECHOS Y OBLIGACIONES DE LAS PARTES

Sin perjuicio de lo estipulado en la normativa nacional y el presente Reglamento, junto a las disposiciones contenidas en el Contrato de Concesión, el Marco Regulatorio del Servicio de Distribución y Generación de Energía Eléctrica de la Provincia de Tucumán y la normativa que resulte aplicable a la relación entre la Empresa Distribuidora y los Usuarios respecto al servicio público de distribución de energía eléctrica, la Distribuidora y el Usuario-Generador tendrán los siguientes derechos y obligaciones en lo referente a la inyección de excedentes a la Red.

Derechos de la Empresa Distribuidora:

a) Verificar el cumplimiento de los requisitos solicitados al Usuario-Generador listados en la normativa vigente.

b) Desconectar al Usuario-Generador de la red de distribución cuando se vulneren las condiciones técnicas establecidas en la normativa vigente.

Obligaciones de la Empresa Distribuidora:

a) Comprar toda la energía que el Usuario-Generador inyecte a la Red de distribución, producto de la generación eléctrica de fuente renovable que resulte excedente sobre el autoconsumo en el Punto de Suministro o el Punto de Solo Inyección, bajo las condiciones establecidas en la normativa vigente.

b) Cumplir por sí y asegurar que el personal a su cargo cumpla con las condiciones establecidas en el presente Reglamento y demás normas del Régimen.

c) Autorizar y conectar al Usuario-Generador en los plazos determinados por el ERSEPT.

d) Garantizar la correcta medición y facturación de acuerdo con lo dispuesto en el Contrato de Concesión. En cuanto a la energía inyectada, deberá observarse lo previsto en el presente Reglamento y las normas complementarias o modificatorias.

Derechos del Usuario-Generador:

a) El uso de la Red de distribución libre de cargos adicionales para inyectar la energía excedente en su carácter de Usuario-Generador, de acuerdo con lo establecido en este Reglamento y las disposiciones complementarias.

b) La Cesión de Créditos acumulados por inyección de energía a otras Cuentas de Usuario-Generador o de Usuario, siempre que aquellas correspondan a clientes de la Empresa Distribuidora y el ERSEPT haya autorizado dicho mecanismo.

c) La Retribución de Créditos acumulados por la inyección de energía en la Red de distribución, según los mecanismos y plazos establecidos en el presente Reglamento.

Obligaciones del Usuario-Generador:

a) Instalar Equipos de Generación Distribuida debidamente certificados y que cumplan los requisitos técnicos y especificaciones establecidas en el presente Reglamento y la normativa complementaria y modificatoria.

b) Mantener los Equipos de Generación Distribuida, elementos de protección, interconexión e instalación en general, en las condiciones de seguridad establecidos en la normativa vigente y de acuerdo con los manuales técnicos del fabricante de cada equipo o componente.

c) Comunicar a la Empresa Distribuidora, a través de los procedimientos y mecanismos establecidos en la reglamentación vigente, cualquier cambio en la potencia y tecnología utilizada, así como toda modificación, adición o sustitución de componentes que pretenda ser realizado sobre el Sistema de Generación instalado.

TRANSFERENCIA DEL CONTRATO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA DISTRIBUIDA O CAMBIO DE TITULARIDAD

Se entiende por transferencia o cesión del Contrato de Generación Eléctrica Distribuida al procedimiento aplicable a la Distribuidora para el Cambio de Titularidad del suministro de energía eléctrica.

El Usuario-Generador no podrá transferir o ceder el Contrato de Generación Eléctrica Distribuida sin autorización previa de la Distribuidora. El otorgamiento de la autorización se hará bajo la condición de que el cesionario, al momento de aceptar la cesión, deje constancia que asume los derechos y obligaciones correlativas derivadas del Contrato de Generación Eléctrica Distribuida vigente, pudiendo dicho cesionario, a su vez, ceder o transferir el Contrato cedido bajo la misma condición y bajo la autorización previa de la otra parte.

Es obligación de la Distribuidora informar al Usuario-Generador receptor del Contrato los derechos y obligaciones que este tiene sobre el Sistema de Generación instalado.

El procedimiento para la transferencia del Contrato de Generación Eléctrica bajo la Modalidad Distribuida o Cambio de Titularidad se efectuará de la forma y por los procedimientos establecidos para el Cambio de Titularidad del servicio por la demanda de suministro de energía eléctrica, en lo que respecta a los términos, plazos, medios de comunicación, documentación y cualquier otra circunstancia aplicable.

SUSPENSIÓN DE LOS EFECTOS DEL CONTRATO

La Distribuidora podrá suspender el servicio en caso de que fehacientemente verifique que el Sistema de Generación del Usuario-Generador incumpla con alguna de las obligaciones del presente Reglamento o las normas que lo complementen, así como también en aquellos supuestos de suspensión del servicio contemplados para el suministro de energía eléctrica.

El procedimiento de suspensión del servicio se efectuará de la forma y por los procedimientos previstos para la suspensión del suministro de energía eléctrica, en lo que respecta a los términos, plazos, medios de comunicación, documentación y cualquier otra circunstancia aplicable.

EXTINCIÓN DEL CONTRATO

El Contrato de Generación Eléctrica Distribuida se extinguirá, cuando:

a) El Usuario-Generador haya incurrido en incumplimiento grave de alguna de las obligaciones a su cargo; debiendo asegurarse el derecho del Usuario-Generador a formular su descargo previo ante la Distribuidora y la debida intervención del ERSEPT al momento de dictaminar sobre la gravedad de tal conducta.

b) El Usuario-Generador haya manifestado expresamente su voluntad de extinguir el contrato.

De acuerdo con lo establecido en el inciso b), cuando el Usuario-Generador manifieste su voluntad de extinguir el contrato sin expresión de causa, el procedimiento aplicable a tales fines será equivalente a aquel previsto para la baja del suministro de energía eléctrica contratada para la demanda, respecto a los términos, plazos, medios de comunicación y cualquier otra circunstancia aplicable.

MODELO DE CONTRATO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA DISTRIBUIDA

Se propone la siguiente redacción de cláusulas y disposiciones generales, las cuales podrán ser adaptadas para cada caso en particular, y que formarán parte del presente Reglamento como modelo del Contrato de Generación Eléctrica Distribuida a suscribirse entre Usuario-Generador y Distribuidora.

**CONTRATO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA DISTRIBUIDA**

Entre (Nombre, apellido y DNI) _____, con domicilio en _____, en adelante (USUARIO-GENERADOR, USUARIO-GENERADOR COLECTIVO, ETC.) _____, y por otro lado, (Empresa distribuidora) _____, representada en este acto por (Nombre, apellido, DNI y cargo) _____, con domicilio en _____, en adelante (LA DISTRIBUIDORA) _____, ambas denominadas en forma conjunta como LAS PARTES, acuerdan en celebrar el presente Contrato de Generación Eléctrica Distribuida de conformidad a lo dispuesto por el Reglamento de las Modalidades y Condiciones técnicas, comerciales, legales y administrativas del Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable integrada a la Red Eléctrica Pública, en adelante EL REGLAMENTO, conforme a las siguientes cláusulas:

ARTÍCULO 1°.- ÁMBITO DE APLICACIÓN.

La relación establecida entre LA DISTRIBUIDORA y el USUARIO-GENERADOR en lo concerniente a las instalaciones conectadas a la red de distribución se regirá por el Régimen de Generación Distribuida (Ley N° 9.159, el Reglamento y demás normativa complementaria vigente).

La Solicitud de Factibilidad Técnica (en adelante SFT), la Declaración Jurada de Puesta en Servicio y el Estudio de las Condiciones Técnicas de conexión a la Red de distribución (en adelante ECT) integran el presente Contrato de Generación Eléctrica Distribuida.

ARTÍCULO 2°.- OBJETO.

LA DISTRIBUIDORA permitirá la interconexión de un Sistema de Generación a la red de distribución solicitado por el USUARIO-GENERADOR en cumplimiento de las condiciones y requerimientos establecidos en EL REGLAMENTO.

ARTÍCULO 3°.- NATURALEZA ACCESORIA.

Este Contrato constituye un instrumento accesorio a la relación contractual de servicio de suministro de energía eléctrica existente entre LA DISTRIBUIDORA y el USUARIO-GENERADOR, conservando cada parte los derechos y obligaciones que lo rigen. La finalización del presente Contrato o su incumplimiento no afecta la validez o vigencia del servicio de suministro de energía eléctrica.

ARTÍCULO 4°.- CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA DE GENERACIÓN

El Sistema de Generación instalado presenta las siguientes características:

I) Fuente de energía primaria aprovechada;

II) Potencia instalada del Sistema de Generación (kW);

III) Certificación del Sistema de Generación.

ARTÍCULO 5°.- PROHIBICIONES.

El USUARIO-GENERADOR no podrá apartarse de la normativa regulatoria vigente, a la vez que deberá respetar las condiciones técnicas resultantes en el ECT.

En supuesto de incumplimiento por parte del USUARIO-GENERADOR de las disposiciones establecidas, LA DISTRIBUIDORA estará facultada para intimarlo a efectuar las correcciones necesarias en un plazo que no podrá ser menor a quince (15) días hábiles, bajo apercibimiento de resolver el presente Contrato, comunicando previamente tal situación al Ente Único de Control y Regulación de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán (ERSEPT).

EL USUARIO-GENERADOR no podrá modificar las características técnicas del Sistema de Generación sin dar previo aviso a LA DISTRIBUIDORA, así como tampoco podrá variar las condiciones previstas en el presente Reglamento.

ARTÍCULO 6°.- MODALIDAD DE CONEXIÓN A LA RED.

LA DISTRIBUIDORA y el USUARIO-GENERADOR disponen que la conexión a la red de distribución se realizará bajo la siguiente modalidad (optar según corresponda):

MODALIDAD A: Usuario-Generador Individual. El suministro situado en (calle) _____ de la Ciudad de _____, Departamento _____ de la Provincia de Tucumán, identificado con el N° _____. A los efectos de este Contrato de Generación Eléctrica Distribuida, se entenderá que el punto de suministro se corresponde con el mismo lugar físico de la red de distribución de energía eléctrica en el que se conecta el USUARIO.

MODALIDAD B: Usuario-Generador Comunitario. Sistema de Generación situado en calle _____, de la Ciudad de _____, Departamento _____ de la Provincia de Tucumán. A los efectos de este Contrato de Generación Eléctrica Distribuida se entenderá que el lugar físico de la red de distribución de energía eléctrica en el que se conecta el Sistema de Generación, se vincula a los Puntos de Suministros que se indican en el Anexo que integra el presente contrato.

El USUARIO (nombre, apellido y DNI) _____ revestirá el carácter de Representante ante LA DISTRIBUIDORA.

ARTÍCULO 7°.- CONDICIONES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DEL SISTEMA DE GENERACIÓN.

Las maniobras que impliquen la desconexión de un Sistema de Generación de la red de distribución, deberán ser coordinadas entre LA DISTRIBUIDORA y el USUARIO-GENERADOR.

Cuando el USUARIO-GENERADOR pretenda realizar modificaciones que impliquen una modificación de las condiciones establecidas en el Estudio de Condiciones Técnicas de conexión a la Red de distribución (ECT), previamente a su ejecución deberá informar a LA DISTRIBUIDORA a través del Procedimiento previsto para la tramitación de una Presentación de Condiciones Técnicas de Instalación de un Sistema de Generación, sin perjuicio del cumplimiento de los requisitos establecidos en el Reglamento.

ARTÍCULO 8°.- RESPONSABILIDAD.

El USUARIO-GENERADOR es responsable de la operación y mantenimiento de las instalaciones internas vinculadas al Sistema de Generación, de conformidad con las disposiciones del Reglamento.

LA DISTRIBUIDORA es responsable de operar y mantener la red pública de distribución de energía eléctrica.

ARTÍCULO 9°.- PUESTA EN SERVICIO.

LAS PARTES acuerdan que la fecha de puesta en servicio de la conexión del Sistema de Generación a la Red Eléctrica de Distribución deberá efectivizarse, a los efectos del presente Contrato de Generación Eléctrica Distribuida, dentro del plazo de _____ (N°) días/meses hábiles contados a partir de su firma.

El USUARIO-GENERADOR deberá incorporar al expediente el Informe del resultado de la Puesta en Servicio del Sistema de Generación, emitida por el Representante Técnico en carácter de Declaración Jurada.

ARTÍCULO 10°.- CAUSALES DE EXTINCIÓN DEL CONTRATO.

El presente Contrato de Generación Eléctrica Distribuida se extinguirá por las siguientes causas:

a) Por decisión conjunta de LAS PARTES;

b) Por voluntad del USUARIO-GENERADOR, quien deberá notificar en forma escrita a LA DISTRIBUIDORA con una antelación no menor a _____ (N°) días hábiles/meses.

c) Cuando el USUARIO-GENERADOR comunica a LA DISTRIBUIDORA la baja del suministro para dejar de ser titular o usuario, o la comunicación fehaciente de cambio de titularidad por transferencia de propiedad del suministro eléctrico.

ARTÍCULO 11°.- MEDICIÓN.

LAS PARTES convienen que la medición de energía y potencia será _____ (Mensualmente/Bimestralmente) y de conformidad al Sistema de Medición previsto en el Reglamento.

En supuesto de dudas acerca del funcionamiento normal de la medición, el USUARIO-GENERADOR podrá solicitar a LA DISTRIBUIDORA su intervención a los fines de realizar la verificación de su correcto funcionamiento e informarle los resultados.

ARTÍCULO 12°.- FACTURACIÓN.

LAS PARTES acuerdan que la facturación se realizará de acuerdo a las disposiciones tarifarias del presente REGLAMENTO, según la modalidad establecida en el Contrato de Generación Eléctrica Distribuida.

ARTÍCULO 13°.- ACCESO A LA INFORMACIÓN.

LA DISTRIBUIDORA creará y pondrá a disposición una Cuenta de Energía a cada suministro, a través de la cual se contabilizarán las transacciones físicas y económicas registradas por el Sistema de Medición, cuyo acceso deberá ser vía página web de LA DISTRIBUIDORA u otro medio de comunicación disponible.

LA DISTRIBUIDORA facilitará al USUARIO-GENERADOR el acceso a la información producida por el Sistema de Generación disponible en un sitio web. LA DISTRIBUIDORA incorporará esta información a la Cuenta de Energía del Agente.

LAS PARTES establecen que todas aquellas cuestiones que puedan suscitarse durante la vigencia del presente Contrato se comunicarán a las siguientes direcciones de correo electrónico, entendiéndose válidas las notificaciones cursadas a través de esta vía.

USUARIO-GENERADOR: _____
DISTRIBUIDORA: _____

ARTÍCULO 14°.- SOLUCIÓN DE CONFLICTOS.

A los efectos legales que pudieren devenir de las cláusulas del presente Contrato, las partes asumen el compromiso expreso que ante cualquier disidencia respecto a la interpretación y/o aplicación de las disposiciones contractuales, buscarán conciliar sus posiciones de un modo amigable y componedor para lograr resolver la controversia. De persistir tal situación, el Ente Único de Control y Regulación de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán (ERSEPT) será competente para dirimir la cuestión.

ARTÍCULO 15°.- DOMICILIO ESPECIAL

A todos los efectos legales y convencionales, LAS PARTES fijan como domicilios especiales a los efectos del presente Contrato, los domicilios legales indicados ut supra.

ARTÍCULO 16°.- JURISDICCIÓN

En el supuesto de controversias que no hayan podido resolverse por los medios de solución de conflictos mencionados anteriormente, a todos los efectos legales LAS PARTES se someten a la jurisdicción de los Tribunales Ordinarios en lo Civil y Comercial Común de la Ciudad de San Miguel de Tucumán.

En prueba de conformidad con el presente Contrato, a cuyo fiel y legal cumplimiento se obligan las partes conforme a derecho, se firman _____ (N°) ejemplares de un mismo tenor y a un solo efecto, en la Ciudad de _____, a los _____ días del mes de _____ de _____.

EL USUARIO-GENERADOR

LA DISTRIBUIDORA

ANEXO
CONTRATO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA DISTRIBUIDA
(En los supuestos de Usuarios-Generadores Comunitarios)

Las partes acuerdan que la participación de la Energía Inyectada registrada en el Sistema de Generación será compensada en la facturación de los siguientes Suministros y en la proporción que se indica.

| **N° de Orden** | **N° Suministro** | **% participación en EI** | **Firma Titular/Usuario** |
|---|---|---|---|
| | | | |

Firma de Usuario-Generador y Empresa Distribuidora

**REGISTRO PROVINCIAL DE USUARIOS-GENERADORES DE ENERGÍAS RENOVABLES (REPROUG)**

El REPROUG es el Registro Provincial creado a los efectos de un completo empadronamiento de aquellos Usuarios-Generadores que hayan instalado Sistemas de Generación Eléctrica Distribuida bajo este Régimen, en la Provincia de Tucumán.

La obtención del Certificado Provincial de Usuario-Generador y consecuente inscripción en el REPROUG será necesaria a fin de verificar el cumplimiento de los requerimientos establecidos en el mencionado Reglamento.

La permanencia en el REPROUG queda sujeta a la observancia y cumplimiento del procedimiento administrativo detallado en el presente Reglamento.

El ERSEPT se encuentra facultado para suspender y eventualmente excluir a aquellos Usuarios-Generadores integrantes del REPROUG que se compruebe que han incurrido en alguna de las faltas mencionadas en la normativa aplicable al citado Régimen.

Detectado el incumplimiento, el ERSEPT intimará al Usuario-Generador para que en el plazo de cinco (5) días formule su descargo y, en caso de ser posible por el tipo de incumplimiento, lo subsane. Podrá fijarse un plazo mayor si la naturaleza del incumplimiento a subsanar lo requiriese. Vencido el plazo otorgado, el ERSEPT resolverá.

El Usuario-Generador incorporado al REPROUG será responsable de mantener actualizada la información personal suministrada, la cual deberá autogestionar desde la Plataforma Web ERSEPT.

Es responsabilidad exclusiva entre la Empresa Distribuidora y el Representante Técnico dar cumplimiento al vínculo de datos dentro del procedimiento.

Todo Usuario-Generador incorporado al REPROUG podrá solicitar la baja de dicho Registro, para lo cual deberá enviar una solicitud de desvinculación a través de los medios de comunicación habilitados a tal fin.

**Dra. Agostina F. Santillan**
**ERSEPT**

ERSEPT

GOBIERNO DE TUCUMÁN

ERSEPT FOLIO Nº 3947

San Miguel de Tucumán, 23 de abril de 2026.-

Sr. Interventor ERSEPT

Ing. José Ricardo Ascárate

S / D

Ref: Generación Distribuida. Modificaciones en el Capítulo 2 del *"Reglamento.."* -

Por la presente pongo en su conocimiento que, en función de observaciones realizadas oportunamente por personal técnico de la empresa EDET y de evaluaciones realizadas en conjunto entre responsables de la Gerencia Legal, de la Gerencia de Asuntos Económicos y de la Gerencia de Energía Eléctrica, sobre la redacción y posibilidades de mejora en las precisiones y redacción del Capítulo 2 del *"Reglamento de las Modalidades y Condiciones Técnicas, Comerciales, Legales y Administrativas del Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable integrada a la Red Pública"*: Condiciones Técnicas para la conexión a la red pública de distribución de sistemas de generación bajo la figura de Usuario-Generador, sugerimos modificaciones y mejoras a realizar en el mismo. Estas modificaciones y mejoras sugeridas se resumen en los siguientes puntos:

- Cambiar en el título del capítulo y en otras partes del mismo, la expresión *"Sistemas de Generación y/o Almacenamiento"* por *"Sistemas de Generación"*. Esto se debe a que, si bien queda habilitada la posibilidad por parte del Usuario-Generador de implementar en sus instalaciones equipos de almacenamiento de energía para complementar su Sistema de Generación, no forma parte de los objetivos principales de este Régimen, regular la actividad de Almacenamiento de Energía.
- Incluir como segundo párrafo una clausula sobre posibles requisitos y análisis adicionales para Usuarios – Generadores que prevean instalar equipos de potencias mayores o iguales a 300 kW.
- Cambiar la redacción "En caso de que el Sistema de Generación / Almacenamiento cause perturbaciones a la Red de distribución, [...], la Empresa Distribuidora, previa presentación de las pruebas pertinentes, podrá solicitar al ERSEPT autorización para exigir la eliminación de las causas que originan dichas perturbaciones", por *"En caso de comprobarse que el Sistema de Generación cause perturbaciones a la Red de distribución [..] la Empresa Distribuidora podrá exigir la eliminación de las causas que originan dichas perturbaciones"*. Esto se debe preservar el rol la Distribuidora sobre la supervisión en tiempo real de la correcta operación del Sistema de Distribución.
- Retirar la expresión en distintas partes del capítulo la expresión "puntos de solo inyección", ya que no forma parte del objeto de la presente Reglamentación, regular la generación de energía como actividad independiente de un Usuario del Servicio de Distribución.
- Mejorar la redacción del ítem 2.2.2, Operación en paralelo con la Red.
- Precisar en el Punto 2.3, *"Los sistemas trifásicos que, bajo contingencia de la Red permanezcan eléctricamente aislados de la Red de distribución, además deberán contar con el neutro conectado a tierra"*.

Ing. ALDO L. CAMPOS
GCIA ENERGIA ELECTRICA
ERSEPT

- Retirar en el Punto 2.3 la exigencia de separación galvánica entre el Sistema de Generación Distribuida y la Red de Distribución garantizada por un transformador de aislamiento, para todo tipo de Usuario – Generador. Esta exigencia no se encuentra explícita en las disposiciones de la reglamentación nacional.
- Agregar en el Punto 2.5 "*Las indicaciones de responsabilidades entre Usuario y Distribuidora y ubicaciones de equipos en el Diagrama Unifilar siguiente son de modo descriptivo general y no podrán prevalecer en ningún caso sobre las condiciones establecidas en Reglamento General para la Prestación del Servicio Eléctrico ni en los típicos constructivos aprobados para acometidas*".
- Precisar el título del Punto 2.6 como: "CRITERIOS PARA LA PUESTA EN MARCHA DE LOS EQUIPOS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA DE TECNOLOGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA".
- Agregar como Punto 2.7: "REQUERIMIENTOS TÉCNICOS PARA OTRAS TECNOLOGÍAS".
- En el Punto 2.8.1, SISTEMA DE MEDICIÓN, retirar como exigencias las opciones de "configuración remota" e "integrar redes de automatización del hogar (HAN)".
- En el Punto 2.8.1, SISTEMA DE MEDICIÓN, retirar el párrafo "Forman parte del Sistema de Medición Avanzada los transductores de medida, medidores, sistemas de comunicación, concentradores, software de comunicación para el acceso y programación", ya que estos se consideran equipos auxiliares del sistema de medición, a ser provistos por el Usuario, de acuerdo al Contrato de Concesión.

Se adjunta a la presente el "*Reglamento..*" como un texto único e integrado, el cual formará parte como Anexo de la Resolución de RTI que se tramita.

Sin otro particular, saludo a Ud. atentamente.

Ing. ALDO L. CAMPOS
GCIA ENERGIA ELECTRICA
**ERSEPT**

ERSEPT

GOBIERNO DE TUCUMÁN

ERSEPT FOLIO 3963

**ERSEPT – Informe Técnico**

**Tema:** Manual de Contabilidad Regulatoria – RTI 2025–2030
**Área:** Gerencia de Asuntos Económicos (GAE)
**Fecha:** Abril 2026

ERSEPT FOLIO N° 3967

E.R.S.E.P.T FOLIO 3979

# 1. PARTE I – MARCO GENERAL Y DISPOSICIONES BÁSICAS

## 1.1 Objeto y Finalidad

El presente *Manual de Contabilidad Regulatoria* (en adelante, el "Manual") tiene por objeto establecer el marco general que regirá la presentación, registro y control de la información económico-financiera y complementaria de la empresa concesionaria del servicio público de distribución de energía eléctrica bajo jurisdicción del Ente Regulador de los Servicios Públicos de Tucumán (ERSEPT), Empresa Distribuidora de Energía de Tucumán (EDET S.A.).

Su finalidad es dotar al Ente Regulador de una base informativa homogénea, verificable y comparable, que permita evaluar el desempeño económico, técnico y financiero de las empresas reguladas y garantizar que la determinación de tarifas refleje los principios de **eficiencia, sostenibilidad y equidad**.

El Manual constituye un **instrumento normativo de aplicación obligatoria** para la Empresa Distribuidora de Energía de Tucumán (EDET S.A).

## 1.2 Alcance y Ámbito de Aplicación

El presente Manual se aplicará a toda la información económica, financiera, contable y complementaria que EDET S.A. deba presentar al ERSEPT en el marco de:

- Los procesos de Revisión Tarifaria Integral (RTI).
- Las revisiones periódicas o extraordinarias de tarifas.
- Los mecanismos de control y auditoría contable-regulatoria.
- Los reportes periódicos que EDET S.A debe presentar al ERSEPT, ya sean técnicos, comerciales y de gestión asociados al servicio público.

Sus disposiciones alcanzan tanto a las actividades **reguladas**, como a la **separación contable** respecto de las actividades no reguladas o complementarias que realice la empresa.

ERSEPT podrá extender su aplicación a otros agentes del sector eléctrico provincial mediante resolución fundada.

## 1.3 Vigencia

El presente Manual entrará en **vigencia formal** a partir del Acto Administrativo correspondiente, fecha a partir de la cual **EDET S.A. deberá iniciar el proceso de adecuación progresiva** de sus sistemas contables, administrativos e informáticos a las disposiciones que el ERSEPT dicte en su desarrollo y reglamentación.

C.P.N. MARIANA VILLAGRA
UNIDAD DE TARIFAS - G.A.E.
ERSEPT

Mag. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

El **contenido operativo del Manual** —incluyendo los anexos técnicos, instructivos y formatos específicos— será **reglamentado gradualmente por el ERSEPT** mediante resoluciones complementarias, conforme al cronograma de implementación que el Ente apruebe.

Durante dicho período de adecuación:

- EDET S.A. deberá mantener la trazabilidad y conciliación entre su contabilidad societaria y la información regulatoria que le sea requerida.
- El ERSEPT podrá requerir información transitoria bajo formatos o criterios parciales hasta tanto se complete el esquema integral del Sistema de Contabilidad Regulatoria.

Las disposiciones del presente Manual serán **plenamente exigibles** una vez completada la reglamentación y puesta en funcionamiento integral del sistema, sin perjuicio de su **carácter vinculante** desde la fecha de su aprobación.

El ERSEPT podrá modificar o actualizar el Manual cuando se produzcan:

- Cambios en el marco normativo o contable nacional y provincial.
- Reformas metodológicas en la regulación tarifaria.
- Incorporación de nuevas tecnologías o criterios de reporte.

Toda actualización será publicada oficialmente y comunicada a las concesionarias con indicación expresa de su fecha de entrada en vigencia.

### 1.4 Marco Normativo

El Manual se sustenta en el siguiente marco jurídico y regulatorio:

- **Ley Nacional N.º 24.065**, de Régimen de la Energía Eléctrica, que establece los principios de eficiencia, transparencia y protección de los usuarios en la prestación del servicio.
- **Ley Provincial N.º 6608/94**, que regula el régimen de concesión del servicio público de distribución de energía eléctrica en Tucumán.
- **Ley Provincial N.º 8479**, de creación del Ente Regulador de los Servicios Públicos de Tucumán (ERSEPT), que le otorga competencia en materia tarifaria, técnica y de control económico-financiero.
- **Contrato de Concesión de EDET S.A.** y sus modificatorias, en lo relativo a la obligación de suministrar información contable y técnica al Ente.
- **Resoluciones y disposiciones del ERSEPT** dictadas en ejercicio de sus facultades regulatorias y de control.
- **Normas contables profesionales nacionales e internacionales**, en la medida que sean aplicables y no contradigan las disposiciones regulatorias establecidas por el Ente.

En caso de conflicto entre las normas contables generales y las disposiciones regulatorias, **prevalecerán las normas emanadas del ERSEPT** en todo lo referido al cálculo de costos, ingresos y resultados regulados.

C.P.N. MARIANA VILLAGRA
UNIDAD DE TARIFAS - G.A.E.
ERSEPT

Mag. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

## 1.5 Principios Rectores

El presente Manual se sustenta en un conjunto de **principios técnicos y regulatorios** que reflejan las mejores prácticas nacionales e internacionales en materia de contabilidad regulatoria, transparencia informativa y regulación económica de servicios públicos.

Su objetivo es garantizar que la información requerida por el ERSEPT sea **confiable, comparable y útil para la toma de decisiones regulatorias**, promoviendo la eficiencia, la sostenibilidad financiera y la equidad tarifaria.

Estos principios se apoyan en las directrices de organismos de referencia como el **Council of European Energy Regulators (CEER, 2025)**, la **Office of Gas and Electricity Markets (Ofgem, Reino Unido, 2025)**, la **Organisation for Economic Co-operation and Development (OECD, 2017)** y el **World Bank / PPIAF (2006)**, así como en la literatura académica sobre regulación por incentivos (Laffont & Tirole, 1993; Joskow, 2008; Armstrong & Sappington, 2007).

**a) Transparencia**

La transparencia implica que la información económico-financiera y técnica presentada por las distribuidoras sea **clara, verificable y accesible**, de modo que los fundamentos de los costos y las tarifas sean comprensibles para el regulador y la ciudadanía.

**b) Consistencia**

Las políticas contables, los criterios de valuación y los procedimientos de registro deberán aplicarse **de forma uniforme en el tiempo y entre agentes del sector**, garantizando la comparabilidad y la estabilidad metodológica, posibilitando la aplicación de metodologías de *benchmarking* o *yardstick competition*.

**c) Trazabilidad**

Toda la información reportada al ERSEPT deberá ser **rastreable** hasta su origen contable y documental, permitiendo verificar la correspondencia entre los datos regulatorios y los registros primarios de la empresa.

**d) Causalidad (Cost Causation)**

Los ingresos, costos y gastos deberán imputarse de acuerdo con su **relación económica efectiva con las actividades reguladas**, evitando subsidios cruzados o asignaciones arbitrarias.

**f) Integridad**

La información presentada deberá reflejar la **totalidad de las operaciones y transacciones vinculadas a la prestación del servicio público**, sin omisiones que distorsionen el análisis regulatorio.

## 1.6 Competencias del ERSEPT

El ERSEPT, como autoridad de aplicación del presente Manual, ejercerá las siguientes facultades:
a) Dictar, interpretar y modificar las disposiciones del Manual y sus anexos.
b) Requerir a EDET S.A. la presentación de información adicional, ampliatoria o complementaria.
c) Establecer los formatos, periodicidades y canales digitales de remisión de información.
d) Realizar auditorías, verificaciones y glosas contables o técnicas.

C.P.N. MARIANA VILLAGRA
UNIDAD DE TARIFAS - G.A.E.
ERSEPT

Mag. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

ERSEPT FOLIO 3966

ERSEPT FOLIO N° 3970

ERSEPT FOLIO 3982

e) Emitir circulares interpretativas y guías de buenas prácticas regulatorias.
f) Determinar, en caso de discrepancia, la interpretación prevaleciente de las normas contables-regulatorias.

### 1.7 Carácter Normativo y Obligatorio

Las disposiciones del presente Manual son **de cumplimiento obligatorio** para EDET S.A. y para toda empresa concesionaria bajo jurisdicción de ERSEPT.

Cualquier excepción, adecuación o interpretación particular deberá ser **autorizada expresamente por resolución del Ente**, previa solicitud debidamente fundamentada.

La falta de cumplimiento de las disposiciones contenidas en el presente Manual podrá ser considerada infracción sujeta al **régimen sancionatorio vigente**, sin perjuicio de las medidas de corrección o glosa que el Ente determine.

### 1.8 Confidencialidad y Acceso a la Información

La información remitida por EDET S.A. a ERSEPT en cumplimiento del presente Manual tendrá carácter **público** en lo relativo a los fines de transparencia regulatoria, salvo aquella información que la empresa solicite mantener en reserva y cuya confidencialidad sea aceptada por el Ente mediante resolución fundada.

ERSEPT podrá disponer la publicación total o parcial de la información presentada, en su portal institucional o en informes públicos, cuando ello contribuya a la transparencia y al control social del servicio público.

## 2. PARTE II – SISTEMA DE CONTABILIDAD REGULATORIA

### 2.1 Objeto y Alcance del Sistema

El Sistema de Contabilidad Regulatoria constituye el conjunto de normas, criterios, procedimientos y estructuras contables que el Ente Regulador de los Servicios Públicos de Tucumán (ERSEPT) establecerá con el fin de disponer de información económica, financiera, técnica y operativa homogénea, verificable y comparable entre períodos y agentes del sector eléctrico bajo su jurisdicción.

Este Sistema tendrá por objeto principal garantizar la transparencia, la trazabilidad y la consistencia de la información utilizada en los procesos de regulación tarifaria, control económico-financiero y evaluación de desempeño de las distribuidoras eléctricas.

El sistema será de **aplicación obligatoria** para **EDET S.A.**, quien deberá adoptar y mantener actualizados sus registros contables y bases de datos conforme las disposiciones que emita el ERSEPT.

### 2.2 Desarrollo y Aprobación del Sistema

El diseño, contenido y alcance específico del Sistema de Contabilidad Regulatoria serán **establecidos por el ERSEPT** mediante resoluciones complementarias, manuales técnicos o circulares interpretativas, que formarán parte integrante del presente Manual.

Estas disposiciones complementarias deberán definir, entre otros aspectos:

C.P.N. MARIANA VILLAGRA
UNIDAD DE TARIFAS - G.A.E.
ERSEPT

Mag. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

- El **Plan de Cuentas Regulatorio (PCR)** y su codificación.
- La ***identificación* de centros de costo y actividades** reguladas y no reguladas.
- Los **criterios de imputación y asignación de costos**, ingresos y gastos.
- Las **reglas de valuación y medición** de activos, pasivos e ingresos regulatorios.
- Los **modelos de estados e informes regulatorios obligatorios**.
- Los **criterios de separación contable y prohibición de subsidios cruzados**.
- Los **mecanismos de auditoría, control y conciliación contable-financiera**.

El ERSEPT podrá actualizar, ampliar o modificar estos instrumentos en cualquier momento, a fin de adecuarlos a nuevas metodologías tarifarias, cambios normativos, tecnológicos o de estándares contables nacionales o internacionales.

### 2.3 3. Obligaciones de la Distribuidora

EDET S.A. deberá:

a) Implementar las adaptaciones necesarias en sus sistemas contables, administrativos e informáticos para dar cumplimiento a los requerimientos regulatorios que establezca el ERSEPT.

b) Registrar, procesar y conservar la información contable-regulatoria conforme los formatos, criterios y periodicidades que determine el Ente.

c) Mantener la trazabilidad entre la contabilidad societaria auditada y la contabilidad regulatoria.

d) Garantizar la disponibilidad de documentación soporte suficiente para cada registro contable, permitiendo su verificación por parte del Ente o por auditores externos designados.

e) Responder en tiempo y forma a los requerimientos de aclaración, ajuste o ampliación de información formulados por el ERSEPT.

El incumplimiento de estas obligaciones será pasible de las sanciones previstas en el marco regulatorio vigente y en el régimen sancionatorio del Ente.

### 2.4 Naturaleza y Jerarquía Normativa

El Sistema de Contabilidad Regulatoria tendrá **carácter normativo obligatorio**, prevaleciendo sobre cualquier otra norma contable de aplicación general en los aspectos específicamente regulados por el ERSEPT.

En los casos no contemplados expresamente, se aplicarán **supletoriamente** las normas contables profesionales vigentes en la República Argentina (FACPCE) y las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF/IFRS), siempre que no contravengan los principios regulatorios establecidos por el Ente.

### 2.5 Principios Rectores Aplicables

El desarrollo e implementación del Sistema se basará en los siguientes principios rectores:

- **Transparencia:** la información deberá ser clara, comprensible y accesible para su control.
- **Causalidad:** la imputación de ingresos y costos deberá reflejar relaciones económicas reales.

C.P.N. MARIANA VILLAGRA
UNIDAD DE TARIFAS - G.A.E.
ERSEPT

Mag. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

ERSEPT FOLIO 3968

ERSEPT FOLIO Nº 3972

FOLIO 3983

- **Consistencia:** las políticas contables deberán aplicarse uniformemente a lo largo del tiempo.
- **No discriminación:** las normas y procedimientos serán iguales para todas las empresas bajo igual régimen regulatorio.
- **Trazabilidad:** deberá asegurarse la posibilidad de verificar el origen y destino de cada registro contable y su correspondencia con la información reportada.
- **Comparabilidad:** la información deberá permitir análisis intertemporales y entre agentes.

### 2.6 Facultades del ERSEPT

El ERSEPT se reserva las siguientes facultades:

- Emitir y actualizar los Manuales Técnicos y Circulares Complementarias del Sistema de Contabilidad Regulatoria.
- Requerir información adicional o ampliatoria, aun cuando no se encuentre expresamente prevista.
- Efectuar auditorías, inspecciones y verificaciones in situ o documentales.
- Dictar observaciones y glosas contables cuando corresponda.
- Determinar, en caso de discrepancias, la interpretación prevaleciente de las normas regulatorias.

### 2.7 Incorporación Progresiva y Cronograma de Implementación

ERSEPT definirá mediante resolución el **cronograma de implementación progresiva** del Sistema de Contabilidad Regulatoria, priorizando los módulos vinculados a:

- Información económico-financiera.
- Inversiones y activos regulados.
- Costos operativos y comercialización.

EDET deberá presentar, dentro de los plazos que el Ente establezca, los planes de adecuación y las pruebas piloto necesarias para la verificación de su correcto funcionamiento.

### 2.8 Estados e Informes Regulatorios

El ERSEPT establecerá los modelos y formatos de presentación de los estados e informes regulatorios, incluyendo como mínimo:

- Estado de Situación Patrimonial Regulatorio.
- Estado de Resultados Regulatorio.
- Estado de Flujo de Fondos.
- Estado de Ejecución de Inversiones.
- Notas y conciliaciones contables.

C.P.N. MARIANA VILLAGRA
UNIDAD DE TARIFAS - G.A.E.
ERSEPT

Mag. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

El Ente podrá requerir la presentación de información complementaria de carácter técnico, comercial o de gestión, según las necesidades del proceso regulatorio.

### 2.9 Disposiciones Finales

La aprobación del Sistema de Contabilidad Regulatoria, y de sus actualizaciones, se realizará mediante resolución de ERSEPT. Toda modificación o ajuste deberá ser comunicado a la Distribuidora y tendrá carácter obligatorio desde la fecha de entrada en vigencia que determine el Ente.

## 3. PARTE III – INFORMACIÓN REGULATORIA COMPLEMENTARIA

### 3.1 1. Objeto y alcance

La Información Regulatoria Complementaria comprende el conjunto de bases de datos, indicadores y reportes no estrictamente contables, que resultan necesarios para la supervisión integral de la gestión económica, técnica y comercial de la concesionaria.

Su objetivo es proporcionar al ERSEPT una visión multidimensional del desempeño de EDET S.A., que permita analizar la sostenibilidad del servicio, la calidad de la atención a los usuarios y la eficiencia operativa, complementando la información proveniente de la contabilidad regulatoria.

El contenido y el formato de esta información serán definidos y actualizados por el ERSEPT mediante resoluciones o instructivos técnicos específicos, los cuales formarán parte integrante del presente Manual.

### 3.2 Principios rectores

La gestión y el reporte de la Información Regulatoria Complementaria se regirán por los siguientes principios:

- **Integración**: la información deberá vincularse de manera coherente con la contabilidad regulatoria, asegurando consistencia entre datos técnicos, comerciales y financieros.
- **Trazabilidad**: cada dato deberá contar con respaldo documental o digital verificable, que permita su revisión en auditorías o inspecciones.
- **Periodicidad y oportunidad**: los datos deberán presentarse conforme los plazos y cortes establecidos por el Ente, asegurando actualizaciones regulares.
- **Uniformidad y comparabilidad**: los formatos de entrega deberán ser homogéneos para facilitar el análisis intertemporal y el benchmarking entre distribuidoras.
- **Transparencia y accesibilidad**: el ERSEPT podrá publicar indicadores agregados o informes sintéticos, conforme a su política de acceso a la información pública.

### 3.3 Estructura general de la información

La Información Regulatoria Complementaria se organizará en **módulos temáticos**, que podrán ser ampliados o modificados por el ERSEPT conforme a la evolución del marco regulatorio o las necesidades de control.

C.P.N. MARIANA VILLAGRA
UNIDAD DE TARIFAS - G.A.E.
ERSEPT

Mag. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

A título indicativo, los módulos mínimos comprenderán los siguientes bloques:

**a) Base Comercial de Usuarios (periodicidad mensual)**

- Altas, bajas y movimientos del padrón de usuarios.
- Clasificación por categoría tarifaria y nivel de segmentación.
- Consumo agregado y energía facturada.
- Niveles de morosidad y recupero de deuda.

**b) Base de Calidad Técnica y de Servicio (periodicidad trimestral)**

- Indicadores de continuidad del suministro (SAIDI, SAIFI).
- Niveles de tensión y pérdidas técnicas.
- Cumplimiento de los estándares de calidad y penalidades aplicadas.

**c) Base de Inversiones y Plan de Obras (periodicidad anual)**

- Avance físico y financiero del plan de inversiones aprobado en la RTI.
- Incorporación y baja de activos regulados.
- Desvíos y justificaciones técnicas o financieras.

**d) Base de Reclamos y Atención al Usuario (periodicidad trimestral)**

- Número y tipología de reclamos (técnicos, comerciales, facturación).
- Tiempos promedio de resolución y reincidencias.
- Resultados de encuestas o mediciones de satisfacción, cuando existan.

**e) Base de Indicadores de Gestión y Eficiencia (periodicidad anual)**

- Costos operativos unitarios por usuario y por MWh distribuido.
- Productividad laboral y uso de recursos.
- Comparación con benchmarks nacionales e internacionales.

**f) Base de Innovación y Sostenibilidad (periodicidad anual)**

- Conexiones de generación distribuida y proyectos de eficiencia energética.
- Programas ambientales y de gestión de residuos.
- Acciones de inclusión energética y electrificación rural.

### 3.4 Presentación y formatos

El ERSEPT definirá mediante resoluciones complementarias los **formatos electrónicos, plantillas y protocolos de transmisión** de la información, los cuales deberán garantizar:

- Compatibilidad con los sistemas internos del Ente.

C.P.N. MARIANA VILLAGRA
UNIDAD DE TARIFAS - G.A.E.
ERSEPT

Mag. DAÑON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

- Integridad y validación automática de datos.
- Firma digital o certificación de responsables técnicos y contables.

La información se remitirá a través de la **Plataforma Digital ERSEPT**, en los formatos XML, Excel o PDF validados, conforme los plazos y cronogramas que determine el Ente.

### 3.5 Auditoría, verificación y glosa

La información complementaria estará sujeta a **auditorías y controles de consistencia** por parte del ERSEPT, en forma individual o integrada con la contabilidad regulatoria.

El Ente podrá:

- Verificar la consistencia de los datos reportados.
- Requerir aclaraciones o documentación de respaldo.
- Efectuar glosas o ajustes cuando se detecten inconsistencias o incumplimientos.

La reiteración de observaciones o la falta de respuesta en término podrá dar lugar a la aplicación del **régimen sancionatorio** previsto en la normativa vigente.

### 3.6 Publicación y transparencia

ERSEPT podrá publicar de manera periódica un **Informe de Desempeño del Servicio Eléctrico**, basado en la información remitida por EDET S.A., con indicadores agregados de calidad, eficiencia e inversión.

La publicación tendrá por objeto promover la **rendición de cuentas y la transparencia regulatoria**, en línea con las mejores prácticas recomendadas por **CEER (2025)**, **Ofgem (RIIO-2 Framework)** y la **OECD (Regulatory Policy Outlook, 2021)**.

### 3.7 Actualización y mejora continua

El contenido, los indicadores y los formatos de la Información Regulatoria Complementaria podrán ser **actualizados o ampliados** por el ERSEPT en cualquier momento, con el fin de incorporar:

- Nuevos requerimientos de política pública o eficiencia energética.
- Cambios tecnológicos o normativos.
- Resultados del monitoreo y de la experiencia de implementación.

El Ente podrá emitir **Guías de Buenas Prácticas de Información Regulatoria**, promover capacitaciones al personal técnico y realizar evaluaciones comparativas interjurisdiccionales para fortalecer el sistema de monitoreo.

## 4. PARTE IV – GOBERNANZA, PUBLICACIÓN Y ACTUALIZACIÓN

### 4.1 Gobierno del Sistema de Información

El ERSEPT es la **autoridad de gobierno** del Sistema de Contabilidad Regulatoria y de la Información Regulatoria Complementaria. En tal carácter:

C.P.N. MARIANA VILLAGRA
UNIDAD DE TARIFAS - G.A.E.
ERSEPT

Mag. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

a) Administra los requerimientos de información, sus cronogramas y controles.
b) Emite y actualiza **Resoluciones, Manuales Técnicos y Circulares.**
c) Coordina auditorías y verificaciones documentales e in situ.
d) Define los mecanismos de **interlocución técnica** con EDET S.A. (puntos focales, responsables y canales de consulta).

### 4.2 Periodicidad y Calendario

El ERSEPT aprobará anualmente un **Calendario Regulatorio de Presentaciones**, con el detalle de:

- Periodicidades (mensual, trimestral, anual) y **fechas de corte.**
- Fechas límite de remisión, rectificación y cierre de cada período.
- Hitos de auditoría y verificación.
- Los **atrasos** o incumplimientos se regirán por el **régimen sancionatorio** vigente.

### 4.3 Canales Digitales, Formatos y Seguridad

La información se remitirá a través de la **Plataforma Digital ERSEPT**, en los formatos y estructuras de archivo que defina el Ente (p.ej., XML/JSON para datos, Excel para planillas validadas y PDF para notas y dictámenes). Deberá incorporarse **firma digital** de los responsables técnicos y contables.

El ERSEPT implementará **controles automáticos de consistencia** (balances, totales, llaves únicas, reglas de negocio) y mantendrá **bitácoras de recepción** y **sellos de tiempo.**

### 4.4 Confidencialidad y Acceso

La información tendrá carácter **público** a los fines de la transparencia, salvo que el ERSEPT admita excepcionalmente su **carácter reservado** mediante resolución fundada.

El Ente podrá publicar **indicadores agregados, tableros o informes** sin exponer datos personales o sensibles, conforme el marco legal aplicable.

### 4.5 4.5 Actualización del Manual y Circulares Interpretativas

El Manual podrá **actualizarse parcialmente** por Resolución del ERSEPT, sin necesidad de reemitir el texto completo, cuando se trate de:

- Ajustes de formatos y catálogos.
- Precisiones metodológicas o definiciones de variables.
- Incorporación de nuevos módulos o indicadores.
- Las **Circulares Interpretativas** aclararán dudas de aplicación y regirán desde su publicación, salvo disposición en contrario.

### 4.6 Índice de Cumplimiento Contable-Regulatorio (ICR)

El ERSEPT calculará anualmente un **ICR** para EDET S.A., como instrumento de seguimiento y mejora continua.

**Dimensiones (ponderación orientativa):**

C.P.N. MARIANA VILLAGRA
UNIDAD DE TARIFAS - G.A.E.
ERSEPT

Mag. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

ERSEPT FOLIO 3973

ERSEPT FOLIO 3977

E.R.S.E.P.T. FOLIO 3988

- **Exactitud y consistencia de datos (30%)**: errores detectados, conciliaciones, coherencia intertemporal.
- **Cumplimiento de plazos (25%)**: entregas en término, rectificaciones y cierres.
- **Trazabilidad y respaldo (20%)**: evidencia documental, enlaces a asientos y sistemas fuente.
- **Integridad y cobertura (15%)**: grado de completitud respecto de catálogos/plantillas.
- **Atención de observaciones (10%)**: tiempos y calidad de respuesta ante glosas y requerimientos.

**Escala de resultado:** 0 a 100 puntos. El ERSEPT publicará anualmente la **metodología específica**, umbrales y el tablero de resultados. El ICR no sustituye el régimen sancionatorio, pero podrá **disparar planes de mejora** y **auditorías focalizadas**.

### 4.7 Implementación Transitoria y Planes de Adecuación

Durante la etapa de **adecuación progresiva** (según 1.3 y 2.7):

- EDET S.A. presentará un **Plan de Adecuación** con hitos, responsables y cronograma.
- El ERSEPT podrá exigir **pilotos** y remisiones en paralelo (contabilidad societaria vs. regulatoria) hasta la estabilización del esquema.
- Podrán admitirse **formatos transitorios** cuando exista justificación técnica, con plazo definido para su reemplazo.

### 4.8 Disposiciones Finales

a) Toda comunicación oficial se cursará por los **canales** definidos por el ERSEPT.

b) Las situaciones no previstas serán resueltas por el Ente conforme sus **facultades regulatorias**.

c) La presente Parte IV integra el Manual y será de **aplicación obligatoria** desde su entrada en vigencia.

C.P.N. MARIANA VILLAGRA
UNIDAD DE TARIFAS - G.A.E.
ERSEPT

Mag. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

EXP. 7139/300-2025 3973

ASUNTO: ASUNTOS EC. FECHA 21/09/25 HS.

FIRMA:

San Miguel de Tucumán, 21 de abril de 2026.

**DICTAMEN Nº:** 434/26

**DE: GERENCIA LEGAL A SECRETARIA ADMINISTRATIVA.**

**REF: EXPTE Nº 7139/390-E-2025. EDET S.A. S/ REVISION TARIFARIA INTEGRAL (RTI) – PERIODO 2025 - 2030.-**

Llegan en consulta las presentes actuaciones correspondientes a la Revisión Tarifaria Integral (RTI) para el período comprendido entre los años 2025 – 2030, atento la conclusión del período tarifario anterior que se rigiera por la Resolución Nº 645/20 - ERSEPT.

A través de la Ley Nº 9913, de fecha 19 de Setiembre de 2025 se aprueba el Acta Acuerdo suscripta con la empresa EDET S.A., con la intervención del ERSEPT (Ente Único de Control y Regulación de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán) donde se establecen nuevas fechas clave para el servicio de distribución eléctrica en la provincia, siendo uno de los puntos centrales del acuerdo la definición de la fecha límite para el inicio del nuevo período tarifario: 30 de diciembre de 2025.

El procedimiento de referencia reviste fundamental importancia, a fin de brindar certidumbre a todas las partes involucradas en la Concesión del Servicio de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica en la Provincia de Tucumán, estableciendo las pautas de prestación para los próximos 5 años, determinando, entre otros, los regímenes de calidad de servicio, el plan de inversiones que deberá afrontar la concesionaria, el régimen tarifario y los cuadros tarifarios resultantes, sin perjuicio de las previsiones que adopte el Gobierno Federal respecto de los precios de abastecimiento de energía y potencia en la jurisdicción.

Los artículos 6° y 7° del Acta de Renegociación Integral (ARI) contemplan los principios y metodología para la Revisión Tarifaria Integral del servicio público de distribución y comercialización de energía eléctrica.

Asimismo, la Ley 6608, el ARI (aprobada por la Ley 7892) y en especial la Ley de creación del Organismo Nº 8479 en su artículo 18, determinan los casos en

los que se requiere el despliegue de procedimientos de participación pública, resultando este tipo de revisión sujeto al procedimiento previo de audiencia pública no vinculante: "*...La convocatoria y realización de Audiencia Pública no vinculante se efectuará en las siguientes materias: 2.1. Con motivo de los procesos de revisión tarifaria integral... 2.4. Cuando deba resolver cuestiones de naturaleza técnica o regulatoria en el ámbito de su competencia específica que tengan efectos sobre la tarifa, sobre la estructura tarifaria o sobre las condiciones que regulan la calidad de servicio...*"

Este Organismo mediante Resolución EPRET N° 574/2006, aprobó el Reglamento de Audiencias Públicas, mientras que por Resolución ERSEPT N° 536/2020, determinó que los procedimientos de participación ciudadana previstos en el art. 18 de la Ley N° 8479, se podrán celebrar a través de una modalidad remota, virtual y no presencial que asegure la libre concurrencia y amplia participación ciudadana, todo a efectos de evitar la presencia física o el traslado de personas a la sede del organismo (Reglamento de Procedimiento Participativo Digital).

A partir de la experiencia altamente favorable de la Audiencia Pública realizada en fecha 09 de diciembre del 2020, convocada por Resolución ERSEPT N° 562/2020 en donde se implantó la realización de audiencia en forma digital y con transmisión a través de streaming y YouTube (YouTube: https://bit.ly/370MC8C; Vimeo: https://bit.ly/3m4rYbS) con masiva difusión y conocimiento de la comunidad, es que se resolvió ampliar las posibilidades de participación ciudadana al poder practicar sus exposiciones tanto en forma presencial como virtual, derrumbando así barreras físicas y simplificando los trámites de consulta/cotejo de información al contar con el presente expediente en su totalidad escaneado y subido a la página oficial del ERSEPT.

A fs. 04 – 07, el Gerente de Asuntos Económicos, Mag. Alejandro Danon, eleva documentación donde se establecen los principales temas a considerar en la Revisión Tarifaria Integral de EDET S.A. para el período tarifario 2025/2030.

A fs. 08 – 17, se adjunta copia de Resolución N° 1167/25 – ERSEPT y su modificatoria (con sus respectivas publicaciones a fs. 31 – 40) mediante la cual se procedió a convocar a Audiencia Pública para considerar: i) La Revisión Tarifaria Integral (RTI) Ordinaria de EDET SA correspondiente al servicio público de

distribución de energía eléctrica por redes para el período tarifario quinquenal comprendido entre el 30 de diciembre de 2025 y el 4 de agosto de 2030. ii) Plan de Obras Obligatorio y Plan de Obras de Transporte de energía eléctrica para Tucumán, para agregar al transporte de electricidad por distribución troncal a los Planes Obligatorios de Inversiones de la Concesionaria. iii) Tratamiento de los Regímenes de Calidad de Servicio Público y Sanciones. iv) Tratamiento del Régimen de Extensión de Redes. v) Tratamiento del Régimen y Cuadro Tarifario. vi) Programa de Eficiencia Energética. vii) Manual de Contabilidad Regulatoria. viii) Energía Renovable y Generación Distribuida. ix) Régimen de Transición Energética.

Iniciado el procedimiento de Audiencia Pública se reciben los formularios de inscripción y documentación acompañada por las partes solicitantes a fs. 42 – 2970.

A fs. 2971 a 3158 EDET S.A. agrega a la documentación ya presentada: i)- Manual de Contabilidad Regulatoria – Anexos A y B, ii)- Energía Renovable y Generación Distribuida – Subanexo I "Tarifa de Inyección de Generación Distribuida" Subanexo II "Procedimiento para la Determinación de la Tarifa de Inyección de Generación Distribuida" Anexo "Impactos y Enfoques Regulatorios de la Generación Distribuida", iii)- Transición Energética, iv)- Eficiencia Energética.

A fs. 3159 – 2163, se agrega presentación realizada por AGEERA. Asimismo realizan sus aportes: La Unión de Usuarios y Consumidores (fs. 3164 - 3195) APUAYE (fs. 3196 - 3205) la Sra. Representante de los Usuarios, Silvia López (fs. 3206 - 3211) y el Ente Único de Control y Regulación de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán – ERSEPT (fs. 3212 - 3263).

El informe final de los Instructores se incorpora a fs. 3264 - 3272 en donde se detallan las partes inscriptas y se expresa que la totalidad de pruebas adjuntadas por las mismas fue aceptada e incorporada al expediente de referencia, destacando que se dio cumplimiento con la Etapa Preparatoria prevista en la normativa vigente, habiendo estado a disposición de las partes el Expediente N° 7139/390-E-2025, en la página web del Organismo para su consulta.

Inscriptos al procedimiento de participación pública:

1. Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán - EDET SA, la cual será representada por Ernesto San Miguel (D.N.I. N°18.019.094), Rodolfo Luis Martínez (D.N.I. N° 20.433.356), Luis Alberto Alvarez (D.N.I. N°18.478.369), Gabriel

Augusto Escudero (D.N.I. N°17.861.292), Francisco Gabriel Vallejo (D.N.I. N° 25.543.475), y José Luis Vega Albarracín (D.N.I. N°20.959.995).

2. Representante del Usuario (en el ámbito del ERSEPT), Sra. Silvia Elena López (D.N.I. N°20.857.787).

3. BA Energy Solutions, la cual será representada por el Sr. Jorge Alejandro Espain (D.N.I. N° 13.296.946) y Juan Francisco López Meyer (D.N.I. N°33.623.373).

4. Sindicato Luz y Fuerza Tucumán, representada por Héctor Gerardo Galván (D.N.I. N°25.373.658), Gabriela Fernanda Leal (D.N.I. N°22.890.434), David Armando Nuñez (D.N.I. N°31.038.242), Hugo Daniel Ocaranza (D.N.I. N°22.283.800), Raúl Alberto Lobo (D.N.I. N°24.317.179), Silvio Esteban Roldán (D.N.I. N°24.162.276), José Angel Toledo (D.N.I. N°25.923.471), Diego Antonio Tonetti (D.N.I. N°34.953.527), Armando Ignacio Garbero (D.N.I. N°22.263.091), Miguel Angel Díaz (D.N.I. N°26.506.635), Cristian Marcelo Castro (D.N.I. N°23.239.300), Pedro Germán Acevedo (D.N.I. N°24.503.843), Diego Martín Costilla (D.N.I. N°26.797.733), y Pedro Florentino García (D.N.I. N°23.260.123).

5. A.G.E.E.R.A. (Asociación de Generadores de Energía Eléctrica de la República Argentina), representada por el Sr. Fernando Claudio Antognazza (D.N.I. N°14.100.696).

6. Sr. Legislador José Nicolás Seleme (D.N.I. N°20.391.940).

7. Federación Argentina de Trabajadores de Luz y Fuerza, representada por el Sr. Ricardo Pablo Palleiro (D.N.I. N°24.125.963).

8. Unión de Usuarios y Consumidores – Filial Regional NOA, representada por el Sr. Miguel Francisco Paz (D.N.I. N°32.775.662).

9. Sra. Marisa Mónica Auteri (D.N.I. N°21.328.013).

10. ADELAT – Asociación de Distribuidoras de Energía Eléctrica Latinoamericanas, representada por Alessandra Genu Dutra Amaral (CPF N°021825287-09).

11. Sra. Paola Andrea Romina Romano (D.N.I. N°27.400.886).

12. Sr. José Ramón Vilte Grande (D.N.I. N°8.049.825).

13. Sr. Carlos Rubén González (D.N.I. N°13.956.552).

14. Sr. Carlos Rubén Bernat (D.N.I. N°22.429.907).

15. FODECUS – Frente de Organizaciones en Defensa de Consumidores y Usuarios, representada por el Sr. José Hermenegildo García (D.N.I. N°13.398.580).

16. Sra. Nancy Viviana Orellana (D.N.I. N°22.030.464).

17. Sr. Franco Nicolás Marcelo Rojas (D.N.I. N°25.081.441)

18. Sr. Hugo Hernán Coronel (D.N.I. N°14.481.503).

19. Sr. Luis Francisco García (D.N.I. N°13.848.900).

20. A.T.E.E.R.A. – Asociación de Transportistas de Energía Eléctrica de la República Argentina, representada por el Sr. Armando Lenguitti (D.N.I. N°11.487.050).

21. A.P.U.A.Y.E. (Asociación Profesionales Universitarios de Agua y Energía) SECCION NOA, representada por Rafael Norberto Gijena (D.N.I. N°25.945.766).

22. Sr. Carlos Américo Ponce de León (D.N.I. N°22.664.866).

23. Sr. Sebastián Alberto Paz (D.N.I. N°36.867.641).

24. Sra. Paola Pierotti (D.N.I. N°28.151.085).

26. Sr. Carlos David Gonzalo Palomino Nieva (D.N.I. N°33.815.281).

27. Sr. Marcos Eduardo Mercado (D.N.I. N°29.102.8410).

28. Sr. Adrián Will (D.N.I. N°18.168.175).

29. Sr. José Rodolfo Molina (D.N.I. N°22.331.907).

30. Sr. Legislador Luis Alberto Olea (D.N.I. N°11.928.842).

31. Sr. Patricio Ezequiel García (D.N.I. N°34.186.476).

31. Sr. Guillermo Federico Anabia (D.N.I. N°17.860.691).

32. Sr. Adelmo Rossello (D.N.I N°25.380.879).

33. Asociación Civil Derechos de Usuarios y Consumidores, Sr. Francisco Oscar Mejías (D.N.I. N°33.374.464).

34. Gerardo José Rodríguez de la Vega (D.N.I. N°41.562.162).

35. Sra. Mariel Grunauer (D.N.I. N°27.017.373).

36. Sr. Defensor del Pueblo de Tucumán, Sr. Eduardo Alberto Cobos (D.N.I. N° 14.300.261)

37. Sr. Mario Madariaga (D.N.I. N°13.847.891).

38. Sr. Guillermo Fabián Silva (D.N.I. N°31.132.789).

39. Sr. Ricardo Cisneros (D. N.I. N°14.084.308).

40. A.D.E.E.R.A., (Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica de la República Argentina), representada por el Sr. Luis Esteban Alvarez (D.N.I. N°10.617.276).

El acto de la Audiencia Pública Virtual, convocado mediante la Resolución ERSEPT N° 1167/2025 y modificatoria, se realizó el 05 de Enero del corriente año a partir de las 09:00 hs. y se extendió hasta las 17:05 hs. aproximadamente, con transmisión en vivo por la página Oficial del ERSEPT - www.ersept.gob.ar - desarrollándose con absoluta normalidad, sin inconvenientes técnicos, ni incidentes de otra naturaleza.

Contó con seguridad prevista al efecto, las partes realizaron sus exposiciones ya sea en forma presencial o virtual, sin obstáculo alguno, siendo elogiada la organización y proceso en general, por numerosos participantes al momento de tomar la palabra en el acto de audiencia. Se contó también con la presencia de autoridades y el proceso fue transmitido en vivo para seguimiento de usuarios e interesados en general https://www.youtube.com/live/QkNqwLbyKsw

Se incorpora la documentación y expresiones vertidas por los expositores a fs. 3273 – 3426.

La transcripción taquigráfica de la misma obra a fs. 3431 a 3639.

Conforme las previsiones de la Resolución N° 1167/25 y modificatoria, se incorpora la documentación y observaciones efectuadas por las partes e interesados en general. Entre las exposiciones se constata el pedido de nulidad efectuado por la Dra. Mariel Grunauer (D.N.I. N°27.017.373).

Una vez analizada la transcripción taquigráfica de la audiencia, junto a las restantes presentaciones efectuadas por las partes e interesados, se realizan las siguientes consideraciones en la medida de la competencia de esta Asesoría Jurídica y atento al Planteo de Nulidad efectuado, admisible por cuanto fue practicado en tiempo y forma.

Al respecto el Dra. Grunauer, manifiesta su disconformidad "*...para realizar o para presentarnos en esta audiencia...*" en razón de una supuesta exigüidad de plazos. Manifiesta que el acceso a la información sería muy precario, alega una supuesta falta de cumplimiento a requisitos administrativos y deja planteada la necesidad de "*...hacer varias Audiencias Públicas sobre distintos temas y no estar 5*

*o 6 horas, prácticamente, donde no se ha tratado ningún tema en particular...*" sin aportar prueba de sus dichos.

Asimismo, consigna una falta de acceso al público, en relación al sistema de inscripción utilizado, disparidad de materias a tratar con objetivos y fundamentos técnicos propios y no haber "... *cumplido con la publicación de lo que es toda la información de la política ambiental...*" al estar adheridos a una ley provincial al efecto, solicitando por todo ello la Nulidad de la Audiencia Pública.

En referencia a las alegaciones antes expuestas, algunas coincidentes con preocupaciones de otros expositores entre los que se encuentra el Sr. Gerardo José Rodríguez de la Vega quien esboza una posible exigüidad de plazos al referir "... *resulta irrazonable que se nos someta como usuarios a revisar toda esta cantidad de información en un expediente de 3.500 hojas, aún así parcial y publicada a destiempo, en plazos tan exiguos...*" (citando el fallo CEPIS como sustento jurídico) o el Defensor del Pueblo, Ing. Eduardo Alberto Cobos, al indicar que " ... *hubo muy poco tiempo, muy poco tiempo para la presentación...*", se efectúan las siguientes consideraciones:

Muchos de los argumentos esgrimidos, son desvirtuados tan solo con cotejar el desarrollo de la Audiencia Pública en cuestión.

Es dable indicar también, que previo a la celebración de la misma, se inicia contra este ERSEPT una acción de amparo por la Asociación Civil Red de Defensa de Usuarios y Consumidores (REDECU) cuya pretensión era la nulidad de la Resolución N° 1167/25 y modificatoria y la suspensión de la Audiencia Pública, la cual se encuentra en trámite. Los planteos y fundamentos allí incoados, son coincidentes con los vertidos en el pedido de nulidad de la expositora casi en su totalidad, por lo cual a continuación se desarrollan los motivos opuestos por este Organismo de Control y que deviene concordante con el tema en análisis y resulta conteste con la pretensión argüida.

En su exposición la peticionante pretende atribuir a este Ente de Control y Regulación de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán (ERSEPT) errores procedimentales (para justificar su planteo nulificatorio) intentando incluso irrogarse potestades reglamentarias que claramente no corresponden al intentar "definir" un

procedimiento de participación pública múltiple o con características propias, sin que sus argumentos respalden contrariedad a marco legal o Constitucional alguno.

Procura obtener la nulidad de la "Audiencia Pública" dispuesta por Resolución N° 1167/2025, publicada debidamente en Boletín Oficial de la Provincia desde fecha 10 de diciembre del corriente año, como así también en el diario de mayor circulación de nuestra provincia "La Gaceta"; sin haber articulado los resortes impugnatorios administrativos previstos al efecto, hasta su exposición en el mismo procedimiento que pretende nulificar.

Este ERSEPT, como oportunamente se dijo, emitió resolución conforme a derecho respetando la jerarquía normativa y en post del orden público, dictando la Resolución N° 1167/25 y mod. - ERSEPT. La misma cuenta con todos los antecedentes de hecho y de derecho y goza de presunción de legitimidad (Artículo 47° de la Ley N° 4537).

Nuestro Organismo tiene competencia conforme el artículo 3° de su Ley de creación N° 8479, en todo el ámbito de la Provincia de Tucumán, en el control y regulación de: *"...1. La distribución y comercialización de energía. 2. La generación eléctrica aislada e interconectada de jurisdicción provincial, cuando estén aplicadas parcial o totalmente al servicio público. 3. El transporte y la generación de energía eléctrica encuadrada en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), en aquellos aspectos en los que la Provincia tenga responsabilidades concurrentes..."*

El mismo plexo normativo consigna entre sus facultades y funciones, la de "*...1. Cumplir y hacer cumplir las obligaciones emergentes de la presente Ley, su reglamentación, las disposiciones complementarias y la normativa nacional aplicable a los servicios públicos bajo su competencia. 2. Controlar y hacer cumplir los contratos de concesión, licencias, permisos, autorizaciones y habilitaciones de los servicios públicos comprendidos bajo su jurisdicción, asegurando que los mismos se presten con continuidad, regularidad, accesibilidad, igualdad, seguridad y calidad. 5. Fiscalizar las actividades de los prestadores de servicios públicos comprendidos bajo su jurisdicción, en todos los aspectos prescritos por la normativa aplicable, respecto de la economía, sustentabilidad, competitividad, eficiencia y equidad de los servicios públicos. 6. Controlar los planes de expansión y las inversiones a cargo de los prestadores y usuarios de los servicios públicos sometidos*

*a su control conforme las leyes, su reglamentación, lo marcos regulatorios y los contratos de concesión, licencias y permisos vigentes. 9. Fijar las bases de cálculo para la determinación de las tarifas de los contratos de concesión, licencias y/o permisos, con arreglo a las disposiciones de esta Ley, sus reglamentaciones y respectivos Marcos Regulatorios, velando por la vigencia de los principios de equidad social, accesibilidad, razonabilidad, justicia y sustentabilidad de las tarifas de cada servicio, aplicando la política que a tales efectos determine el Poder Ejecutivo. 10. Establecer, de conformidad a la presente Ley, las normas complementarias, los Marcos Regulatorios y los contratos de prestación de servicios, las normas adicionales que regirán los respectivos períodos tarifarios de cada servicio público comprendido bajo su jurisdicción, así como los procedimientos para llevar adelante los procesos de revisión tarifaria periódica, en un todo de acuerdo a los contratos de concesión, licencias o títulos. Las normas reflejarán las políticas para el desarrollo de los servicios que, con tal objeto y en carácter de Concedente, establezca el Poder Ejecutivo. 11. Aprobar los Cuadros y Regímenes Tarifarios de los servicios bajo su jurisdicción, respetando la finalidad de la presente Ley, los respectivos Marcos Regulatorios y los contratos de concesión, pudiendo, a tal efecto, establecer los mecanismos que resulten necesarios para garantizar la oportuna disponibilidad de los recursos demandados para la prestación de los servicios conforme a las modalidades contractuales vigentes. Debiendo elevar informe fundado al Poder Ejecutivo respecto de la decisión adoptada. 12. Proponer metodologías para fijar tarifas que contemplen la retribución de las tareas de exploración, explotación y renovación de las fuentes de alimentación de los servicios públicos bajo su jurisdicción 21. Dictar los reglamentos y procedimientos de participación pública. Efectuar la recepción, tratamiento y resolución de las denuncias de los usuarios de manera expeditiva, eficaz y ecuánime que garantice los derechos afectados.... ".*

La Dra. Grunauer, pretende nulificar una Audiencia Pública, con objeto de una Revisión Tarifaria Integral, que más que una prerrogativa resulta una obligación de este Ente de Control, ya que el Poder Concedente y EDET SA celebraron oportunamente el ACTA DE RENEGOCIACIÓN INTEGRAL y ADDENDA al ACTA DE RENEGOCIACIÓN INTEGRAL ("ARI" - Ley Nº 7892) cuyo artículo 1°

establece que la Revisión Tarifaria Integral o RTI es el procedimiento que concluirá e implementará el Ente Regulador con el objeto de determinar el Régimen Tarifario y el Cuadro Tarifario de EDET por el período de tiempo de cinco (5) años, sin perjuicio de las revisiones tarifarias extraordinarias previstas en el marco regulatorio eléctrico provincial (*latu sensu*).

Los artículos 6° y 7° del ARI definen los principios y metodología para la Revisión Tarifaria Integral del servicio público de distribución y comercialización de energía eléctrica, por lo que concluido el período tarifario 2016-2020 -que se rigiera por la Resolución ERSEPT N° 790/2016- se llevó a cabo un nuevo proceso al efecto, con el dictado de la Resolución N° 645/2020.

La Ley 9913, aprueba en su artículo 1° el Acta Acuerdo celebrada entre el Poder Ejecutivo y la Empresa EDET S.A. con intervención del ERSEPT, de fecha 19/08/2025, en el marco del Contrato de Concesión del Servicio Público de Distribución Eléctrica por el cual se fijó el día 30/12/2025, como inicio del Período Tarifario que culmina el 04/08/2030, momento a partir del cual los períodos tarifarios subsiguientes tendrán una duración de cinco (05) años, conforme a lo establecido en el Contrato de Concesión.

Por ello, se dispara el procedimiento de participación pública previsto para una revisión tarifaria integral de *Audiencia Pública*, en cumplimiento de normativa vigente como lo es la Ley N° 8479 en la parte pertinente de su artículo 18°.

De esta forma se desvirtúa acabadamente el vicio procedimental argumentado por la presentante.

Es dable remarcar también que este ERSEPT, no solo tiene pleno conocimiento de los criterios sentados en el caso "CEPIS y otros c. Ministerio de Energía y Minería s/ Amparo Colectivo" y citados en por un expositor (Rodríguez de la Vega) en cuanto a los procedimientos de participación ciudadana, sino que constantemente los aplica, tanto en las revisiones tarifarias integrales (RTI) como en las revisiones tarifarias por incrementos de los costos de prestación/distribución (VAD, VAARS) por variación de los precios de la economía, citando en los considerandos de las convocatorias al fallo de marras.

La Ley 8479, determinó que el Ente Regulador debía instrumentar los procedimientos de participación pública considerados en el referido marco

normativo, previendo que las convocatorias a participar de los mismos se realicen mediante la suficiente comunicación pública, por los medios que entienda necesarios y con antelación razonable, invitando a participar a todas aquellas personas que acrediten un derecho subjetivo o interés en la temática que fuera objeto de la convocatoria.

La citada normativa prevé dos tipos de procedimientos participativos, el primero, denominado Consulta Pública Documentada o Documento de Consulta y el segundo, la Audiencia Pública. El primero se encuentra previsto como paso previo al dictado de actos que tengan por objeto cambios tarifarios originados, exclusivamente, en la variación de los precios de la economía, mientras que el segundo de los nombrados se encuentra previsto en el ordenamiento jurídico provincial para el tratamiento de cambios estructurales en la prestación de los servicios públicos sujetos al control del Ente Regulador (por ejemplo, Revisión Tarifaria Integral - RTI) en la Ley N° 8479 artículo 18, el cual reza en su parte pertinente: "Procedimientos de Participación Pública: "*El ERSEPT reglamentará, publicará e implementará los procedimientos de participación pública, debiendo contemplar que las convocatorias para el desarrollo de los respectivos procedimientos se realicen mediante la suficiente comunicación pública por los medios que entienda necesarios, con razonable antelación, donde se informará el lugar, día y hora de participación en el procedimiento; el lugar, días y horarios en que podrán consultarse los antecedentes y se invitará a participar a todos aquellos que acrediten un derecho subjetivo o interés en la temática precitada. Los procedimientos de participación pública podrán consistir, entre otros, en la Consulta Pública Documentada o la Audiencia Pública. ... 2* ***Audiencia Pública, la convocatoria y realización de la Audiencia Pública no vinculante se efectuará en las siguientes materias: 2.1 Con motivo de los procesos de revisión tarifaria integral.*** *2.2 En caso de solicitud fundada de modificación de la tarifa por cambios en las condiciones de la prestación de los servicios (régimen de calidad de servicio, régimen de ampliaciones y extensiones, régimen de sanciones y otros) 2.3. Por cambios de escala o del área de la licencia o concesión. 2.4 Cuando deba resolver cuestiones de naturaleza técnica o regulatoria en el ámbito de su competencia específica que tengan efectos sobre la tarifa, sobre la estructura tarifaria o sobre las*

*condiciones que regulan la calidad de servicio. 2.5. Conductas contrarias a los principios de libre competencia o abuso de situaciones derivadas de monopolio natural o legal o de posición dominante en el mercado. 2.6. Cuando una tarifa, cargo, clasificación o servicio de un prestador sea previamente considerada por el ERSEPT, con fundamento suficiente, como inadecuada, indebidamente discriminatoria o preferencial, según la naturaleza del servicio o cuando se considere alterado el principio de razonabilidad o justicia tarifaria.* ***Podrá participar en la Audiencia Pública todas las personas físicas o jurídicas, públicas o privadas que invoquen un derecho o interés simple, difuso o de incidencia colectiva, relacionado con la audiencia pública. En forma previa a la participación deben inscribirse en el registro habilitado al efecto y presentar por escrito un informe que refleje el contenido de la exposición a realizar, pudiendo acompañar toda otra documentación y/o propuesta relacionada con el tema a tratar. Las audiencias pueden ser presenciadas por el público en general y los medios de comunicación***"

La regulación efectuada por el Legislador Provincial se corresponde con los criterios sentados por la Corte Suprema de Justicia de la Nación en la causa "*Centro de Estudios para la Promoción de la Igualdad y la Solidaridad y Otros c/Ministerio de Energía y Minería s/Amparo Colectivo*" (CEPIS), en fecha 18/08/2016 en la que se expresó: "*...Que ..., este Tribunal resolverá ahora la cuestión atinente a si resulta obligatoria la celebración de audiencia pública como procedimiento previo al dictado de las resoluciones ... En este sentido, corresponde recordar que el art. 42 de la Constitución Nacional ... fue incorporada por la Convención Reformadora de 1994 en la primera parte de la Constitución Nacional, dentro del capítulo titulado "Nuevos Derechos y Garantías"... (Cons. 14) Que la consulta de los debates llevados a cabo en la Convención con motivo de reconocimiento expreso de este nuevo derecho, proporcionan dos conclusiones que, ... En primer lugar, ... corresponde interpretar que el texto constitucional puesto en vigencia reconoce en esta materia la participación ciudadana en la toma de decisiones públicas con un contenido amplio, traduciendo una faceta del control social que puede manifestarse de maneras distintas y cuya ponderación ha sido dejada en manos del legislador, al*

*que corresponde prever el mecanismo que mejor asegure aquella participación en cada caso ...(Cons. 15).*

*El otro aporte significativo que puede extraerse de la deliberación realizada en el seno de la Convención Constituyente es que este nuevo derecho resulta operativo..., aunque por cierto se deje en manos de la autoridad legislativa, como sucede en el campo de todos los derechos (artículo 28) la determinación circunstanciada de los diversos procedimientos y situaciones bajo los cuales tendría lugar el nuevo derecho consagrado expresamente en favor de los usuarios... (Cons. 17). Que en materia tarifaria la participación de los usuarios de un servicio público no se satisface con la mera notificación de una tarifa ya establecida... Estas audiencias constituyen una de las varias maneras de participación ciudadana en la toma de decisiones públicas. Sin embargo, no son la única alternativa constitucional, en tanto el art. 42 -como se expresó- no las prevé ni explícita ni implícitamente, sino que deja en manos del legislador la previsión del mecanismo que mejor asegure aquella participación en cada caso. De la redacción del art. 42 se desprende la clara intención de los constituyentes de 1994 de que consumidores y usuarios -expresamente en la forma de asociaciones, e implícitamente de un modo genérico- participen en la elaboración de ciertas disposiciones de alcance general a cargo de la Administración cuando, como en el caso, al fijar tarifas, puedan proyectar los efectos sobre los derechos e intereses de aquellos (conf .doctrina de la disidencia de los jueces Lorenzetti y Zaffaroni en Fallos: 329:4542) ... el debate público mejora la legitimidad de las decisiones al requerir criterios comprensivos de las distintas posiciones para arribar a un consenso entrecruzado, que si bien no conducirá a lo que cada uno desea individualmente permitirá en cambio lo que todos deseamos, es decir, vivir en una sociedad ordenada sobre la base de un criterio más realista de justicia.... (Cons. 18) ".*

También debemos remarcar un reciente fallo de nuestra Excma. Cámara en lo Contencioso Administrativo, donde no se hace lugar al amparo instado por Defensoría del Pueblo - Expte. N° 469/23, que pretendía la inconstitucionalidad del artículo 18° de la Ley N° 8479 en su parte correspondiente e indica en sus considerandos: "*La previsión expresa contenida en la norma, del escenario de cambio tarifario originado en la variación de los precios, hace que la citada ley n°*

*8479 -que se encuentra vigente por ley n° 9924 (Digesto Jurídico)- resulte plenamente aplicable al caso de autos". En Relación al artículo 42 de nuestra Constitución Nacional "...corresponde interpretar que el texto constitucional puesto en vigencia reconoce en esta materia la participación ciudadana en la toma de decisiones públicas con un contenido amplio, traduciendo una faceta del control social que puede manifestarse de maneras distintas y cuya ponderación ha sido dejada en manos del legislador, al que corresponde prever el mecanismo que mejor asegure aquella participación en cada caso (conf. especialmente págs. 4352, 4355, y 4357/4360 de la sesión del 17 de agosto citada)".*

Este Organismo mediante Resolución EPRET N° 574/2006, aprobó el Reglamento de Audiencias Públicas, mientras que por Resolución ERSEPT N° 536/2020, determinó que los procedimientos de participación ciudadana previstos en el art. 18 de la Ley N° 8479, se podrán celebrar a través de una modalidad remota, virtual y no presencial que asegure la libre concurrencia y amplia participación ciudadana, todo a efectos de evitar la presencia física o el traslado de personas a la sede del organismo (Reglamento de Procedimiento Participativo Digital).

La Audiencia Pública con las características citadas, probada eficacia (conforme la practicada en la Previa revisión Tarifaria Integral) amplia el marco de participación ciudadana, ya que la persona puede realizar su presentación en forma presencial u online a través de un link otorgado al efecto y cuenta con todo el expediente ERSEPT -7139/390-E-2025- escaneado y subido a la página de este ERSEPT para su consulta, pudiendo seguir paso a paso el desarrollo de lo actuado, dotando de una transparencia total al proceso y con la posibilidad de poder compartir con asesores personales o técnicos correspondientes las materias involucradas para su mejor comprensión y debate.

El procedimiento en cuestión cuenta con un amplio plazo para practicar la inscripción al mismo (10 de diciembre al 22 diciembre inclusive del corriente año) y acercar la documentación que cada participante considere pertinente para análisis inherente a la materia objeto de la Audiencia (desde el comienzo del período y hasta el 26 de diciembre de 2025) siendo que la Audiencia propiamente dicha se realizó el día 5 de enero del año 2026 a hs. 09:00 en el Sheraton Hotel Tucumán, sito en Avenida Soldati N° 440, San Miguel de Tucumán.

Es así que queda demostrado el amplio plazo con que cuenta el ciudadano/usuario de este servicio público de distribución de energía eléctrica para intervenir en el proceso y de una manera asequible, como lo es la vía digital, derribando barreras como las largas distancias (para usuarios del interior de nuestra Provincia) lo que asiste más aún a la idea de contar con la mayor participación pública posible.

El proceso netamente físico o presencial, impedía a usuarios o interesados de escasos recursos o radicados en zonas rurales o lejanas el ejido capitalino trasladarse hasta las oficinas del Organismo para lograr una inscripción al Procedimiento de participación en ciernes, extraer copias de un expediente de voluminosidad importante y mucho menos trasladarse, nuevamente, al lugar en el día y hora previstos para la realización de la Audiencia en sí misma.

La modalidad elegida, garantiza su publicidad, permite la inscripción abierta, permite asistencia en igualdad de condiciones, facilita participación a personas de diversas localidades, aumenta la capilaridad territorial, evita costos, tiempos y barreras geográficas. Desde el punto de vista constitucional, la virtualidad es incluso más amplia y democrática que la presencialidad tradicional.

Analizados los fundamentos de la presente Convocatoria a Audiencia Pública para efectuar la Revisión Tarifaria Integral del servicio público de distribución de energía eléctrica por redes y encontrándose desvirtuado cualquier tipo de incumplimiento tanto a normas de fondo como procedimentales; debemos referirnos ahora a los intrincados argumentos referentes a falta de información o información insuficiente, exigüidad de plazos, tratamiento de materias diferentes u obstáculos en relación al medio de inscripción.

Las "materias diferentes" a las que alude en su exposición se encuentran descriptas tanto en el Acta de Renegociación Integral, como en la Resolución N° 645/2020 y son de dominio público, por lo que teniendo en cuenta los periodos tarifarios discriminados por la normativa descrita previamente, pueden irse analizando y proyectando con la antelación que se estime conveniente de cara a una Revisión Integral.

Entendiendo esta parte la complejidad de la materia objeto de la presente revisión, no puede escindirse de las previsiones legales y contractuales que imponen

la misma, por lo que en cumplimiento estricto de sus funciones puso a disposición de los usuarios y de la comunidad en general toda la documentación aportada por la distribuidora desde el comienzo del proceso, con casi un mes de antelación a la celebración de la Audiencia como en procesos semejantes realizados previamente, sosteniendo sus actos propios.

El plazo aparece más que razonable y con la información a disposición en forma permanente, una persona puede incluso asesorarse con técnicos especializados, realizar aportes en el expediente que son subidos a la página del Organismo y cotejar con las presentaciones realizadas con la distribuidora y los otros participantes para luego exponer en base a ello al momento de la Audiencia en sí misma.

Ya perimido el sistema presencial obsoleto de inscripción, que preveía la presentación con Documento Nacional de Identidad en mano frente al instructor designado en las oficinas del Organismo, la inscripción al procedimiento a través de mail oficial al efecto, aportando formulario y documentación pertinente con acuse de recepción de forma virtual, aparece como una propuesta más que superadora; pudiéndose contemplar otro sistema para procedimientos posteriores pero que de ninguna manera pueden traer aparejado una nulidad de la Audiencia Pública.

Prueba de la eficacia del sistema queda plasmada los numerosos inscriptos a la Audiencia y que fueran previamente detallados, con la participación de la Representante del Usuario, asociaciones de defensa de consumidores, usuarios e interesados en general y del Defensor del Pueblo (de raigambre constitucional) sin que se recibieran impugnaciones o planteos al procedimiento que se desarrolló con total normalidad.

Tampoco logra esta parte desentrañar cual sería la supuesta violación a la información ambiental que cita, como último intento de fundamentar su pretensión nulificatoria, sin respaldo fáctico o jurídico, más que reiterar los planteos desvirtuados ut supra.

Es así como se constata que la versión digital del expediente y las diferentes actuaciones agregadas al mismo, resultaron más accesible que su equivalente físico, toda vez que no requería de la presencia física e intervención personal alguna y se encontraba disponible para toda la comunidad, más allá de su condición de parte del procedimiento por el que tramita la RTI, y que conlleva además al ahorro en gastos

en fotocopias, tiempo y dinero para traslado de modo de efectivizar su consulta, etc., permitiendo que usuarios de varios puntos cardinales de la provincia, alejados de la ciudad de San Miguel de Tucumán, participaran en la audiencia o hicieran, inclusive, presentaciones posteriores.

La totalidad de la información estuvo accesible con una calidad y formato que permitió a los usuarios acceder a la misma sin dificultad, lo que se evidencia a partir de los numerosos comentarios formulados por los usuarios a lo largo de la audiencia y en las presentaciones posteriores, que evidencian que fue posible evaluar y juzgar la información puesta a disposición en el expediente digital, garantizando el goce del derecho contenido en el art. 42 de la Constitución Nacional.

Al respecto es dable destacar que asistieron a la audiencia organizaciones con personal capacitado para procesar la información técnica suministrada, APUAYE (Asociación Profesionales Universitarios del Agua y Energía Eléctrica), la Unión de Usuarios y Consumidores Filial Regional NOA, FODECUS – Frente de Organizaciones en Defensa de Consumidores y Usuarios, Asociación Civil Derechos de Usuarios y Consumidores, Representante del Usuario y Sindicato Luz y Fuerza Tucumán, que junto a la Defensoría del Pueblo, constituyen un canal apto para intermediar entre el sector público y la ciudadanía, por lo cual, habiendo sido puesto a disposición de manera pública el expediente completo, las asociaciones mencionadas pudieron procesar la información allí obrante y ser un canal de consulta para los usuarios. Prueba del experiencia de estas asociaciones es la multiplicidad de observaciones formuladas por ellas, relacionadas con el marco regulatorio y con la revisión tarifaria objeto de la audiencia celebrada.

Asimismo, según el precedente "CEPIS" de la CSJN, la información técnica es considerada como suficientemente explicativa si es útil para la deliberación de los interesados, y que esa deliberación sea considerada por la autoridad. En el presente caso, tal deliberación ha quedado debidamente demostrada con la participación de los exponentes que se refirieron fundadamente a los aspectos técnicos (por ejemplo el Legislador Luis Alberto Olea, Sr. Carlos Rubén González, Sr. Hugo Hernán Coronel, Dr. Carlos Américo Ponce de León, Sr. Sebastián Paz, Sr. José Rodolfo Molina, Sr. Francisco Oscar Mejías, etc).

Específicamente, en cuanto al tratamiento del objeto por el cual se convocó a Audiencia Pública (Resolución ERSEPT N° 1167/25 y modificatoria)"... *i) La Revisión Tarifaria Integral (RTI) Ordinaria de EDET SA correspondiente al servicio público de distribución de energía eléctrica por redes para el período tarifario quinquenal comprendido entre el 30 de diciembre de 2025 y el 4 de agosto de 2030. ii) Plan de Obras Obligatorio y Plan de Obras de Transporte de energía eléctrica para Tucumán, para agregar al transporte de electricidad por distribución troncal a los Planes Obligatorios de Inversiones de la Concesionaria. iii) Tratamiento de los Regímenes de Calidad de Servicio Público y Sanciones. iv) Tratamiento del Régimen de Extensión de Redes. v) Tratamiento del Régimen y Cuadro Tarifario. vi) Programa de Eficiencia Energética. vii) Manual de Contabilidad Regulatoria. viii) Energía Renovable y Generación Distribuida. ix) Régimen de Transición Energética.";* incorporándose a las actuaciones de cabecera el informe técnico practicado por el Gerente de Asuntos Económicos, Mag. Alejandro Danon.

En el mismo obra, además del lógico análisis de las materias objeto de la presente procedimiento de revisión tarifaria y en la medida de su competencia, las consideraciones técnicas/ regulatorias efectuadas a partir de las intervenciones de los expositores durante la Audiencia Pública.

Asimismo, se adjuntan los informes de rigor practicados por la Gerente General, Dra. Laura María Duarte y el Gerente de Energía Eléctrica, Ing. José Antonio Torres.

Por todo lo expuesto, habiendo culminado el procedimiento de participación pública (Audiencia Pública del 05/01/2026) de conformidad a la normativa vigente, habiéndose dictaminado sobre planteo el nulificatorio incoado (rechazado por los fundamentos *ut supra* mencionados) analizados los antecedentes normativos del presente procedimiento, las exposiciones y aportes realizadas por las partes e interesados y con el correspondiente análisis técnico por parte de las áreas pertinentes del Organismo – Gerencia de Asuntos Económicos, Gerencia General y Gerencia de Energía Eléctrica – ERSEPT, esta Asesoría no encuentra obstáculos para que el Interventor en uso de las facultades conferidas por Ley, proceda a aprobar la

Revisión Tarifaria Integral (RTI), correspondiente al periodo tarifario 2025-2030 y el Régimen Tarifario de EDET S.A. en todo el ámbito de la Provincia de Tucumán.

Elévese a consideración del Sr. Interventor.

ELISEO PEREZ ALAMINO
JEFE DE UNIDAD ASUNTOS JURIDICOS

Pase a Secretaria Administrativa.-

Abg. RICARDO M. SANTORO
GERENTE LEGAL
ERSEPT

**ERSEPT**

*Ente Único de Control y Regulación de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán*

GOBIERNO DE TUCUMÁN

**RESOLUCION ERSEPT N°**

SAN MIGUEL DE TUCUMAN, 21 ABR. 2026

**RESOLUCION N° 240/26 ERSEPT.-**

**EXPTE: 7139-390-E-2025.-**

**VISTO:** Que el proceso de Revisión Tarifaria Integral (RTI) de EDET SA correspondiente al período tarifario 2025-2030, la Audiencia Pública celebrada el 05 de Enero de 2026 convocado mediante Resolución ERSEPT N° 1167/2025 y N° 1168/25, el Expediente ERSEPT N° 7139/390-E-2025 en el que consta el desarrollo del proceso de Revisión Tarifaria Integral (RTI) y el desarrollo del procedimiento de audiencia pública documentada. Las leyes 6608 (arts. 9, 36 in fine, 38 (inciso I.2) y 40), el Contrato de Concesión de EDET S.A. (arts. 3, 5, 6 y 28), el Acta de Renegociación Integral (arts. 1, 6 y 7- ARI- Ley N° 7892), la Ley 8479 (arts. 1, 2 (inciso 1), 4(inciso 9, 10, 11), 16 y 18 (inciso 2.2.1)) y su modificatoria, las disposiciones de la Ley 8814, la Ley 8941, la normativa que surge de la Ley 8342, el Decreto 3300 (9) MDP/2015, La Resoluciones ERSEPT N° 790/16, N° 574/06 y N° 536/20, el Acta Acuerdo de fecha 23/12/2020 suscripta entre el Gobierno de la Provincia de Tucumán, el Ente Regulador y EDET SA y, lo dispuesto por Ley N° 9.913, que en su artículo 1° aprueba el Acta Acuerdo celebrada entre el Poder Ejecutivo y la Empresa EDET SA, con intervención del ERSEPT, de fecha 19/08/2025, en el Marco del Contrato de Concesion de Servicios Publicos de Distribucion Eléctrica, por el cual se fijó el día 30/12/2025 como inicio del Período Tarifario y de finalización el día 04/08/2030, momento a partir de cual los períodos tarifarios subsiguientes tendrán una duracion de cinco (5) años, conforme a los establecido en el contrato de Concesion.

**CONSIDERANDO**

Que el Contrato de Concesión estipula que el plazo de la concesión dada a EDET SA por 90 (noventa) años ha sido dividido en 8 (ocho) períodos de gestión, el primero por 20 (veinte) años y los siguientes por 10 (diez) años cada uno, y en períodos tarifarios de 10 (diez) años el primero, y los siguientes por 5 (cinco) años, todos ellos contados desde la efectiva Toma de Posesión de la Sociedad Inversora.

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

Que la Toma de Posesión del Servicio por parte del operador privado se efectivizó el 4 de agosto de 1995, por lo que el primer período de gestión hubiera culminado el 3 de agosto de 2015.-

Que debido a la grave crisis que afectó al país a fines de 2001, el Congreso de la Nación dictó la Ley N° 25561 por la que se declaró la emergencia pública, delegando al Poder

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN * ERSEPT *

2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

COPIA FIEL

Ejecutivo las facultades necesarias para adoptar las medidas que permitan conjurar la crítica situación de emergencia y disponer la renegociación de los contratos de los servicios públicos. La Provincia de Tucumán adhirió a la mencionada normativa mediante la Ley 7195.

Que el Poder Concedente y EDET SA en virtud de la mencionada normativa celebraron el ACTA DE RENEGOCIACIÓN INTEGRAL y ADDENDA al ACTA DE RENEGOCIACIÓN INTEGRAL ("ARI"), aprobadas en todos sus términos por el Artículo 1° de la Ley N° 7892.

Que el artículo 1° del ARI establece que la Revisión Tarifaria Integral o RTI es el procedimiento que concluirá e implementará el Ente Regulador con el objeto de determinar el Régimen Tarifario y el Cuadro Tarifario de EDET por el período de tiempo de cinco (5) años, mencionado en los considerandos precedente, sin perjuicio de las revisiones tarifarias extraordinarias previstas en el marco regulatorio eléctrico provincial (*latu sensu*).-

Que en los artículos 6° y 7° del ARI se definen los principios y metodología para la Revisión Tarifaria Integral del servicio público de distribución y comercialización de energía eléctrica.

Que concluido el período tarifario 2020-2025 el que se rigiera por la Resolución ERSEPT N° 645/2020, el ordenamiento jurídico prevé la necesidad de llevar a cabo un nuevo proceso de revisión tarifaria ordinaria (RTI).-

Que la Ley Provincial N° 9913 aprueba en su artículo 1° el Acta Acuerdo celebrada entre el Poder Ejecutivo y la Empresa EDET SA, con intervención del ERSEPT, de fecha 19/08/2025, en el marco del Contrato de Concesión del Servicio Público de Distribución Eléctrica, por la cual se fijó el día 30/12/2025 como inicio del Periodo tarifario y finaliza el 04/08/2026, momento a partir del cual los periodos tarifarios subsiguientes tendrán una duración de cinco (05) años, conforme a lo establecido en el Contrato de Concesión.-

Que la Ley 6608 (art. 40), el ARI (aprobada por la Ley 7892) y la Ley 8479 determinan los casos en los que se requiere el despliegue de procedimientos participativos, resultando este tipo de revisión sujeto al procedimiento previo de audiencia pública no vinculante.-

Que, conforme a la normativa mencionada, el ERSEPT reglamentaró los procedimientos de participación pública en los casos que corresponda realizarlos, debiendo contemplar que las convocatorias a los mismos se realicen mediante la suficiente comunicación pública y con razonable antelación, informándose el lugar, día y hora donde podrán

Dra. ADRIANA MABEL OSCOZ
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN * ERSEPT *



Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

consultarse los antecedentes y se podrá concretar la participación en el procedimiento de que se trate. A tales fines la Resolucion ERSEPT N° 574/2006, aprobó el Reglamento de Audiencias Publicas, mientras que por Resolucion ERSEPT N° 536/2020, determinó los procedimientos de participación ciudadana, previstos en el articulo 18 de la Ley N° 8.479, los que se podrán realizar a través de una modalidad remota, virtual y no presencial, que asegure la libre concurrencia y amplia participación ciudadana (Reglamento Participativo Digital).-

Que la materia de la que trata el presente caso (confr. Resolución ERSEPT N° 209/2016) se encuentra contemplada expresamente entre aquellas que requieren el procedimiento de Audiencia Pública (Art. 18 inc. 2). Así el precepto citado, prescribe: "*...la convocatoria y realización de Audiencia Pública no vinculante se efectuará en las siguientes materias: 2.1. Con motivo de los procesos de revisión tarifaria integral... 2.4. Cuando deba resolver cuestiones de naturaleza técnica o regulatoria en el ámbito de su competencia específica que tengan efectos sobre la tarifa, sobre la estructura tarifaria o sobre las condiciones que regulan la calidad de servicio...*".

Que el sistema participativo diseñado en el orden provincial, se encuentra conteste con lo resuelto recientemente por la Corte Suprema de Justicia de la Nación en la causa "*Centro de Estudios para la Promoción de la Igualdad y la Solidaridad y otros c/ Ministerio de Energía y Minería s/ amparo colectivo*" de fecha 18/08/2016 en donde se expresó que: (i) No se satisface con la mera notificación de la tarifa ya establecida. Es necesario generar participación en instancias públicas de discusión y debate susceptibles de ser ponderadas por la autoridad al momento de la fijación del precio del servicio. (ii) Las Audiencias Públicas constituyen una de las varias maneras de participación ciudadana en la toma de decisiones. El legislador debe prever el mecanismo que mejor se ajuste a aquella participación en cada caso. (iii) El precio de la energía y potencia sancionada por el Estado Nacional a través del Ministerio de Energía y Minería, con independencia de los subsidios que destine el Gobierno Federal y sin perjuicio de su razonabilidad, constituye el precio que el Ente Regulador de la Provincia debe asumir para proceder, de modo directo, el pase a tarifa de los mencionados insumos en su exacta incidencia, por lo que el Legislador obvió la necesidad de desplegar los procedimientos participativos descriptos en la presente.-

Que resulta fundamental, tal como lo prevé la propia Ley 27.541, brindar certidumbre a todas las partes involucradas en la Concesión del Servicio de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica en la Provincia de Tucumán, estableciendo las pautas de prestación para los próximos 5 años, determinando, entre otros, los regímenes de calidad de servicio, el plan de inversiones que deberá afrontar la concesionaria (en el sistema de distribución y en el sistema de transporte por distribución troncal en la jurisdicción provincial conforme a las previsiones del Decreto N° 3300/2015), el régimen tarifario y los cuadros tarifarios resultantes, sin perjuicio de las previsiones que adopte el Gobierno Federal respecto de los precios de abastecimiento de energía y potencia en la

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN * ERSEPT *

2026.-

COPIA FIEL

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

jurisdicción, así como las previsiones en materia de subsidios, los que serán considerados en el diseño tarifario del servicio de titularidad provincial.-

Que la Resolución ERSEPT N° 536/2020 se emitió conforme a las facultades conferidas por el art. 18 de la Ley 8479, habiéndose determinado la posibilidad de llevar adelante el procedimiento de revisión tarifaria a través del procedimiento de audiencia pública virtual, remota o a distancia, la que compatibiliza la necesidad de cumplir los cometidos asignados al Ente Regulador respecto de la prestación del servicio y las particulares circunstancias sanitarias por las que atraviesa, la provincia, el país y el mundo entero, .

Que la Ley N° 8479 establece que podrán participar en la audiencia pública todas las personas físicas o jurídicas, públicas o privadas que invoquen un derecho o interés simple, difuso o de incidencia colectiva y la Resolución ERSEPT N° 536/20 reglamentó dicha inscripción en la modalidad virtual, no presencial. Que a fs 01, la empresa EDET SA, solicita convocatoria a Audiencia Pública, para la REVISION TARIFARIA INTEGRAL 2025-2030.-

Que a fs 03 consta dictamen legal n° 296/25 de fecha 01/12/2025 que dispone atento lo dispuesto por Ley N° 9.913, que en su artículo 1° aprueba el Acta Acuerdo celebrada entre el Poder Ejecutivo y la Empresa EDET SA, con intervención del ERSEPT, de fecha 19/08/2025, en el Marco del Contrato de Concesion de Servicios Publicos de Distribucion Eléctrica, por el cual se fijó el día 30/12/2025 como inicio del Período Tarifario y de finalizacion el día 04/08/2030, momento a partir de cual los periodos tarifarios subsiguientes tendrán una duracion de cinco (5) años, conforme a los establecido en el contrato de Concesion.-

Que la Ley Provincial N° 8.479 en su Artículo 18 establece los procedimientos de participación pública para el ajuste de las tarifas del servicio público de Distribucion de Energía Eléctrica, en el ámbito de la Provincia de Tucuman. A su vez el inc 2° del citado artículo establece que se debe convocar a Audiencia Pública .-

Que la Ley N° 8.479 establece que podrán participar en la Audiencia Publica, todas las personas físicas o jurídicas, públicas o privadas que invoquen un derecho o interés simple, difuso o de incidencia colectiva.-

Que el Ente Regulador reglamentó el Procedimiento de Audiencias Públicas mediante Resolución N° 574/06 y concordantes.-

Que el artículo 18 punto 2 de la Ley N° 8.479 establece los requisites esenciales para la realización de la audiencia, los cuales al ser dispuestos por ley provincial, no pueden ser ignorados.-

Que a fs 04 a fs 07, el Gerente de Asuntos Económicos, Mag. Alejandro Danone leva documentación donde se establecen los principals temas a considerer en la Revision tarifaria Integral de EDET SA, para el period tarifario 2025/2030.-

Que a fs 10 consta agregada Resolución Administrativa ERSEPT N° 1167/25 de fecha 09/12/2025, por la que se dispone CONVOCAR a Audiencia Pública del Servicio de

ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DPTO. SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

Distribucion de Energía Eléctrica de la Provincia de Tucuman, para considerer, la REVISION TARIFARIA INTEGRAL (RTI) ORDINARIA DE EDET SA, correspondiente al servicio público de distribución de energía eléctrica por redes para el period tarifario quinquenal comprendido entre el 30 de diciembre de 2025 y el 04 de Agosto de 2030.-

Que en fecha 09/12/2025 se advierte un error material en la Resolución ERSEPT N° 1167/25 y previo dictamen legal n° 1340/25 se dispone su rectificativa.-

Que por RESOLUCION ERSEPT N° 1168/25 de fecha 09/12/2025, advirtiendo que se consignaron de manera reiterada los mismos temas, en el artículo 1°, se procede a rectificar, a los fines de Convocar a Audiencia Publica de Servicios de Distribucion de Energía Eléctrica de la provincial de Tucuman, para considerer:

La revisión tarifaria integral (RTI) Ordinaria de EDETSA correspondiente al servicio público de distribución de energía eléctrica por redes para el periodo tarifario quinquenal comprendido entre el 30 de diciembre de 2025 y el 04 de agosto de 2030.-

Plan de Obras Obligatorio y Plan de obras de transporte de energía eléctrica para Tucumán, para agregar al transporte de electricidad por distribución troncal a los Planes Obligatorios de Inversiones de la Concesionaria (art 9 Ley 8342, a la fecha vigente por Ley N° 9924 s/ Emergencia del Sistema Eléctrico de Transporte por Distribución Troncal en la provincia de Tucumán).-

Tratamiento de los Regímenes de Calidad de Servicio Publico y Sanciones.-

Tratamiento de regímenes de extensión de redes.-

Tratamiento del Régimen y cuadro tarifario.-

Programa de Eficiencia Energética.-

Manual de Contabilidad Regulatoria.-

Energía Renovable y Generación Distribuida.-

Régimen de Transición energética.-

Igualmente se rectifica el artículo 11° de la Resolución N° 1167/25 por idénticas causas.-

Que a fs 18 a 30, constan notificadas las resoluciones ERSEPT N° 1167/25 y N° 1168/25.-

Que a fs 31 a 37, consta agregada publicación en el Boletín Oficial de la provincial de Tucuman. -

Que a fs 38 consta notificada la Sra. Representante del usuario ERSEPT.-

Que a fs 39 y sgtes, constan agregadas las publicaciones de las citadas resoluciones en el diario de mayor circulación de la provincial.-

Que a fs 42 la empresa EDET SA, en la persona de sus apoderados Ernesto San Miguel y el Dr Rodolfo Luis Martinez, solicitan el carácter de partes en el procedimiento de

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN * ERSEPT *

COPIA FIEL

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

Audiencia Publica, en los términos de la Resolución ERSEPT N° 1167/25 y N° 1168/25. Asimismo realiza reserva de ampliar el ofrecimiento de prueba.-

Que a fs 44 a 49, consta agregado formulario de inscripción de audiencia pública de los solicitantes.-

Que a fs 50 a 69 constan agregados, los formularios para la inscripción audiencia pública, de los participantes.-

Que a fs 70, los apoderados de EDET SA, adjuntan informes respecto de: 1-Proyeccion de la demanda-2 Informe caracterización de la carga.- 3Diseños constructivos y manuales de Construcciones Normales: Cámaras Transformadoras hasta 630kVA .Obra Civil , Version 12 de enero de 2009. Cámara Transformadoras hasta 1260 kVA. Obra cicl-Version 13 de abril de 2009. Diseño de distribución con cable subterráneo Version 2 de enero de 2018. Diseño de Distribucion con Cable Preensamblado. Version 2 de marzo de 2015. Diseño de Distribucion de Media y Baja tension zonas rurales version 2 de enero de 2016. Distribucion con cable preemsambaldo en altura version 1 de octubre de 2020. Manual de Estructuras Estación de rebaje Area de Distribucion version 2 de Agosto de 2021. Manual de Estructuras Lineas aéreas preensambladas de BT version 31 de Marzo de 2017. Lineas protegidas de 33kV.version diciembre de 2010. Líneas aéreas Protegidas 13,2kV version septiembre 2006. Líneas areas Convencionales de 33 kV version diciembre 2009. Lineas aéreas convencionales de 13,2kV version diciembre de 2009. Manual de Estructuras SET areas de 33 kV version 2 de septiembre de 2019. Manual de Estructuras SET aéreas de 13,2 kV version 1 de Julio de 2020.-4 Manual de Costos- 5 Base de capital, pérdidas y Calidad de servicio (Determinación del VNR Eléctrico)- 6 Cálculo de la tasa WACC. 7 Plan de inversions 2026-2030.- 8 Costo de Explotación (incluye VNR no eléctrico de la empresa modelo).- 9 Cálculo de ingresos requeridos.-10 Regimen tarifario, redeterminación del VAD y determinación del cuadro tarifario. -11 Regimen de Calidad de servicio público y sanciones. 12- Regimen de extension de redes.- BA Energy Solutions- Descripción de la firma.-

Que de fs 73 a 240 consta agregada parte de la documentación ut supra detallada.-

Que a fs. 241 a 257 se encuentra agregado por la Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S. A (EDET S.A) cálculo de tasa WACC – Revisión Tarifaria Integral 2025. Agosto 2025.

A fs. 258- 259 corren glosados los anexos, denominados como ANEXO A: Fuentes de información Consultadas.

A fs. 260 a 265 el Plan de Inversiones 2026-2030 donde se detallan el objeto del mismo, el flujo económico del Plan de Inversiones, el detalle del mismo, el cronograma de ejecución, las modificaciones y presentación de la información, la metodología de control – detalle de información.

De fs. 266 a 330 obra informe de EDET S.A sobre la RTI 2025-2030 costos de explotación. Octubre 2025, el mismo consta del: prefacio, introducción, diseño de la empresa modelo, costos directos de los costos de operación y mantenimiento, costos de

Dra. ADRIANA ISABEL FLORES
JEFA DE UNIDAD GESTIÓN ADMINISTRATIVA
ERSEPT

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN * ERSEPT *

COPIA FIEL

operación comercial, optimización de los costos indirectos de administración, determinación de VNR no eléctrico, costos de capital de trabajo y de incobrables.

A fs 331 a 383 se encuentran los anexos del informe de EDET, en dos partes: A) criterios para el diseño de la organización y B) descripción del modelo de calculo de costos de explotación, tablas y figuras.

A fs 384 a 406 el informe de EDET S.A sobre los ingresos requeridos RTI 2025-2030 - 13 de noviembre de 2025. El cual se encuentra dividido en: capítulos: prefacio, resumen ejecutivo: 1. VNR del sistema Eléctrico Adaptado, 2. Costos de explotación de la Empresa Modelo. 3. Determinación del Costo de Capital, 4. Ingresos requeridos para la actividad de distribución, 5. Factores de eficiencia y cargos del VAD medios y marginales. Anexos A) informe fuente – Tablas.

A fs. 407 a 414 EDET S.A incorpora el Régimen Tarifario Redeterminación del VAD Determinación del cuadro tarifario TRI 2025-2030.

A fs 415-416 se encuentra el anexo II – RTI SA 2025-2030 Metodología para la redeterminación del valor agregado de distribución de EDET SA.

A fs 417 consta SUB-ANEXO N° 1 Producido físico de referencia.

A fs. 418 a 424 SUB-ANEXO N° 2 Matriz de Costos.

A fs. 424 ANEXO III- RTI EDET SA 2025-2030 procedimiento para la determinación del cuadro tarifario de EDET SA.

A fs. 432 A 435 APENDICE

A fs. 436 A 440 se encuentra el cuadro tarifario de referencia RTI EDET SA 2025-2030.-

Que a fs. 441/452 se encuentra agregado ANEXO "CAPACIDAD DE SUMINISTRO, BENEFICIO ESTACIONALIDAD Y GESTION DE LA DEMANDA". -

Que a fs. 453/467 se encuentra agregado -por EDET SA- ANEXO – RTI EDET SA 2025-2030 "REGIMEN CALIDAD DE SERVICIO PUBLICO Y SANCIONES" y a fs. 468/471 obra SUB-ANEXO I (Áreas Urbanas).-

Que a fs. 472/496 se adjunta informe de EDET SA - RTI 2025-2030 sobre "REGIMEN DE EXTENSION DE REDES" con sus respectivos ANEXOS: "ANEXO "A": MODELO DE COMPROMISO PUNTO 2.1" Y "ANEXO "B": MODELO DE COMPROMISO PUNTO 2.2.2." .-

Que a fs. 497/525 se adjunta informe sobre "BA ENERGY SOLUTIONS", una de las principales firmas consultoras de energía que opera en Latinoamérica.-

Que a fs. 526/529 obra informe (versión: 12 de Enero de 2009) titulado "CAMARAS TRANSFORMADORAS hasta 630 Kva - OBRA CIVIL". Corren glosados los anexos a fs. 530/543, denominados como: "ANEXO 1: ESPECIFICACIONES TECNICAS –

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT



COPIA FIEL

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÀRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

CAMARAS TRASFORMADORAS SUBTERRANEAS Y A NIVEL EN 13,2/0,4/0,231 Kv HASTA 630 Kva" y "ANEXO 2: FORMULARIO DE INSPECCION DE OBRA CIVIL DE CAMARA".-

Que a fs. 544/572 se agregan PLANOS DE CONSTRUCCION CIVIL – CAMARAS TRANSFORMADORAS SUBTERRANEAS EN 13,2/0,4/0,231 kV HASTA 630 kVA (versión: 12 de Enero de 2009).-

Que a fs. 573/576 obra informe (versión: 13 de Abril de 2009) denominado "CAMARAS TRANSFORMADORAS HASTA 1.260 Kva – OBRA CIVIL". Corren glosados los anexos a fs. 517/589, denominados como: "ANEXO 1: ESPECIFICACIONES TECNICAS – CAMARAS TRANSFORMADORAS SUBTERRANEAS Y A NIVEL EN 13,2/0,4/0,231 kV HASTA 1.260 kVA – OBRA CIVIL" y "ANEXO 2: FORMULARIO DE INSPECCION DE OBRA CIVIL DE CAMARA".-

Que a fs. 590/618 se agregan PLANOS DE CONSTRUCCION CIVIL – CAMARAS TRANSFORMADORAS SUBTERRANEAS EN 13,2/0,4/0,231 kV HASTA 1.260 kVA (versión: 13 de Abril de 2009).-

Que a fs. 619 a 634 se encuentra agregado por la Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A (EDET) Diseño de Distribución con Cable Subterráneo - Vigencia:02 de enero de 2018.

De fs. 635 a 660 se agregan por la Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A (EDET) Planos.

A fs. 661 a 678 Obra informe "Especificación Técnica N° 26" – Cables Aislados en Polietileno Reticulado para Líneas Subterráneas de Baja Tensión – Fecha de Emisión: octubre de 2006 Fecha de Revisión: septiembre de 2017.

A fs. 679 a 692 Obra informe "Especificación Técnica N° 27" – Cable Subterráneo Unipolar con Conductor de Aluminio, Aislación de Polietileno Reticulado para 13,2 y 33 kV – Fecha de Emisión octubre de 2006 Fecha de Revisión: abril de 2016.

A fs.693 corren glosados los anexos, denominados como ANEXO I: Alternativa – ANEXO II: Planillas de datos técnicos garantizados – ANEXO III: Matriculas y descripciones.

A fs.694 a 695 corre glosado el Anexo I "Alternativa De Cotización Obligatoria".

A fs..696 a 704 corre glosado el Anexo II "Planilla de datos Técnicos Garantizados".

A fs. 705 corre glosado el Anexo III "Matriculas y Descripciones".

De fs. 706 a 721 se encuentra agregado por la Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A (EDET) Diseños de Distribución con Cable Preensamblado – Version:02 de marzo de 2015.

A fs. 722 a 752 se agrega Construcciones Normales – Diseños de Distribución con cable preensamblado Versión :02 de marzo de 2015.

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
ERSEPT

COPIA FIEL

**2026.-**

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

ERSEPT FOLIO N° 403

A fs. 753 se agrega Especificaciones Técnicas - Diseños de Distribución con cable preensamblado Versión: 02 de marzo de 2015.

A fs.754 a 762 se encuentra agregado por la Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A(EDET) Especificación Técnica N° 52 – Seccionadores portafusibles autodesconectadores para líneas aéreas de media tensión Fecha de emisión: octubre de 2006 Fecha de revision1: noviembre de 2013.

A fs.763 a 764 corre glosado el Anexo A: Planillas de Datos Técnicos Garantizados.

A fs.765 corre glosado el Anexo B: Matriculas y Descripciones

A fs. 766 a 771 se encuentra agregado por la Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A(EDET) Especificación técnica N° 53 – Descargadores de sobretensión de oxido de zinc para líneas aéreas de media tensión Fecha de Emisión: octubre de 2006.

A fs. 772 corre glosado el Anexo: Planillas de datos técnicos garantizados descargadores de óxido de zinc.

A fs.773 a 785 se encuentra agregado por la Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A(EDET) Especificación técnica N° 56 – Conductores de aluminio protegido para líneas aéreas compactas de media tensión y accesorios – Fecha emisión: octubre de 2006.

A fs. 786 a 789 corre glosado el Anexo A: Planillas de datos técnicos garantizados – Cable de aluminio protegido para líneas aéreas de 13,2 kV.

A fs. 790 corre glosado el Anexo B : Matrículas y Descripciones.

A fs. 791 a 798 corre glosado el Anexo C: Accesorios.

A fs. 799 a 805 se agrega por la Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A (EDET) Planos.

A fs.806 a 812 se encuentra agregado por la Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A(EDET) Líneas aéreas protegidas de 33 kV Accesorios de redes protegidas Fecha de emisión: octubre de 2006.

A fs. 813 a 819 se agrega por la Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A (EDET) Planos.

Que a fs. 820 a 827 se encuentra agregado por la Empresa de Distribución de Energía Eléctrica de Tucumán (EDET S.A.), Especificación Técnica N° 49, Titulada: Aisladores de Material Orgánico para Suspensión o Retención de Conductores para Líneas Aéreas de media Tensión. Fecha Emisión Junio de 2006.

A fs. 828 consta de ANEXO C "Matrículas y Descripciones"

A fs. 829 se encuentra el ANEXO A correspondiente a Planilla de Datos Técnicos Garantizados N°1.

A fs. 830 ANEXO B "Planilla de Datos Técnicos Garantizados N°2".

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

COPIA FIEL

2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

De fs. 831 – 836 obra informe de EDET S.A., Especificación Técnica N° 50 titulada Aisladores de Material Polimérico de Montaje Rígido a Perno para Líneas Aéreas de Media Tensión. Fecha de Emisión Octubre 2006.

A fs. 837 consta de ANEXO A "Matrículas y Descripciones"

A fs. 838 ANEXO B "Planilla de Datos Grantizados"

A fs. 839 – 855 se encuentran los Diseños de Distribución de Media y Baja Tensión Zonas Rurales. Versión 02 de Enero del 2016.

A fs. 856 – 898 se encuentran Planos, versión 02 de Enero de 2016.

A fs. 899 – 912 obra informe "Especificaciones Técnicas N°007" Postes de Madera. Fecha de última Revisión: 02 de Mayo de 2007.

A fs. 913 - 917 corren glosados los anexos, denominados como ANEXO 1: Planillas de Datos Técnicos Garantizados. Fecha de Revisión: Junio de 2003.

De fs. 918 a 926 obra informe de EDET S.A., Especificación Técnica N° 52 titulada "Seccionadores Portafusibles Autodesconectadores para Líneas Aéreas de Media Tensión". Fechas de Emisión Octubre de 2006.

A fs. 927 – 928 consta de ANEXO A "Planillas de Datos Técnicos Garantizados"

A fs. 929 ANEXO B "Matrículas y Descripciones"

A fs. 930 – 949 obra informe de EDET S.A., Especificación Técnica N° 53, titulada "Descargadores de Sobretensión de Óxido de Zinc para Líneas Aéreas de Media Tensión". Fecha de Emisión: Octubre de 2006.

A fs. 950 – 953 corren glosados los anexos, denominados como ANEXO A: Planillas de Datos Técnicos Garantizados

A fs. 954 ANEXO B se encuentran Matrículas y Descripciones.

A fs. 955 ANEXO C "Accesorios"

A fs. 956 – 962 se encuentra agregado por EDET S.A. Especificación Técnica N° 56, sobre Líneas Aéreas Protegidas de 13.2 (kV), Titulada "Accesorios de Redes Protegidas". Fecha de Emisión: Octubre de 2006.

De fs. 963 a 969, se adjuntan Planos

A fs. 970 – 976 obra informe de EDET S.A., Especificación Técnica N° 56, sobre Líneas Aéreas Protegidas de 33 (kV), Titulada "Accesorios de Redes Protegidas". Fecha de Emisión: Octubre de 2006.

De fs. 977 a 983, se adjuntan Planos

A fs. 984 – 997 se encuentra agregado por EDET S.A. el Diseño Constructivo, Proceso: Normalización de "Distribución con Cable Preensamblado en Altura". Versión: 01 de Octubre 2020.

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE UNIDAD FUNCIONAL ADMINISTRATIVA
ERSEPT

COPIA FIEL

**2026.-**

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

FOLIO Nº 4004

De fs. 998 a 1029 se adjuntan Planos.-

Que, a fs.1030-1090 consta agregado Manual de Estructuras, Proceso Normalización, Clase de Activo: 1322-ER Área de Distribución, Grupo de Estructuras: 1600 Estación de Rebaje Aéreo de Distribución, versión Agosto de 2021.

A fs. 1091-1233, consta agregado Manual de Estructuras Proceso Normalización, Clase de Activo: Líneas Aéreas de BT; Grupo de estructuras: Líneas Aéreas Preensambladas de BT, versión Marzo de 2017.

Que, a fs.1234 obra agregado últimas páginas del Manual de Estructuras Proceso Normalización, Clase de Activo: Líneas Aéreas de BT; Grupo de estructuras: Líneas Aéreas Preensambladas de BT. Versión Marzo de 2017.-

A fs.1234-1245 consta Manual de Estructuras Proceso Normalización, Clase de Activo: Líneas Aéreas de BT, Grupo de estructuras: Líneas aéreas Preensambladas de BT/Mantenimiento. Versión Marzo de 2017.-

A fs.1246 – 1287 obra informe de Construcciones Normales de Líneas Aéreas Protegidas de 33KV. Versión Diciembre de 2010.-

De fs.1288 – 1366 se encuentra informe de Construcciones Normales de Líneas Aéreas Protegidas de 13.2 KV. Versión Septiembre de 2006.-

A fs.1367- 1431 obra agregado informe de Construcciones Normales de Líneas Aéreas Convencionales de 33 KV. Versión Diciembre de 2009.-

Que a fs 1432 a fs 1505 continua documentación referente y detallada presentada, por EDET SA. A continuación se agrega a fs 1506 VERSION DICIEMBRE 2009 de Lineas aéreas convencionales de 13,2 kV.-

Que a fs 1588 y sgtes 1632 se agrega documentación referente a Manual de Estructuras SET aérea de 33kV.-

Que a fs. 1634/1708 adjunta EDET SA "MANUAL DE ESTRUCTURAS" (vigencia: 01 de Julio de 2020): (Clase de Activos: SET Aérea de 13,2 kV) – (Grupo de Estructuras: SET Aéreas de 13,2 kV).-

Que a fs. 1710/1761 se encuentran agregados por EDET SA "PLANOS DE MATERIALES".-

Que a fs. 1762/1766 consta documentación pertinente y formulario de inscripción para Audiencia Púbica del ERSEPT de la Sra. Representante del Usuario en el ámbito del ERSEPT, LOPEZ Silvia Elena.-

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

COPIA FIEL

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

Que a fs. 1767/1769 consta documentación pertinente y formulario de inscripción para Audiencia Púbica del ERSEPT del Sr. Representante de BA Energy Solutions, ESPAIN Jorge Alejandro.-

Que a fs. 1770/1786 consta documentación pertinente y formulario de inscripción para Audiencia Púbica del ERSEPT del Sr. Representante de BA Energy Solutions, LOPEZ MEYER Juan Francisco.-

Que a fs. 1787/1799 consta documentación pertinente y formulario de inscripción para Audiencia Púbica del ERSEPT del Sr. Representante de Sindicato Luz y Fuerza, GALVÁN Héctor Gerardo.-

Que a fs. 1800/1811 consta documentación pertinente y formulario de inscripción para Audiencia Púbica del ERSEPT del Sr. Representante de ADEERA – Asociación de Generadores de Energía Eléctrica de la República Argentina, ANTOGNAZZA Fernando Claudio.-

Que a fs. 1812/1815 consta documentación pertinente y formulario de inscripción para Audiencia Púbica del ERSEPT del Sr. Legislador Provincial,SELEME José Nicolás.-

Que a fs. 1816/1826 consta documentación pertinente y formulario de inscripción para Audiencia Púbica del ERSEPT del Sr. Representante de Federación Arg. de Trabajadores de Luz y Fuerza, PALLEIRO Ricardo Pablo.-

Que a fs. 1827/1831 consta documentación pertinente y formulario de inscripción para Audiencia Púbica del ERSEPT del Sr. Representante de Unión de Usuarios y Consumidores – Filial Regional NOA, PAZ Francisco Miguel.-

Que a fs. 1832/1835 consta documentación pertinente y formulario de inscripción para Audiencia Púbica del ERSEPT de la Sra. AUTERI Marisa Mónica .-

Que a fs 1836 a 1844, se agrega formulario de inscripción para Audiencia Pública ERSEPT, de Alessandra Genu Dutra Amaral, como asi también documentación -pruebas- agregadas. -

Que a fs 1845 consta agregado formulario de inscripción para audiencia pública ERSEPT de Paola Andrea Romina Romano, y documentación referente hasta fs 1849.-

Que a fs 1850 a fs 1853 consta agregado formulario de inscripción para audiencia pública ERSEPT del Sr Vilte Grande José Ramón, y documentación pertinente.-

Que a fs 1854 consta agregado formulario de inscripción audiencia pública ERSEPT; de Carlos Rubén González y documentación pertinente.-

Que a fs 1860 consta agregada documentación y formulario de inscripción audiencia pública ERSEPT, del Sr Fabio Cesar Bernat.-

Que a fs 1864 a fs 1873, consta documentación pertinente y formulario de inscripción Audiencia Publica ERSEPT del SR José Hermenegildo García

Dra. ADRIANA ISABEL CHORES
JEFA DE ÁMBITO GERENCIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

COPIA FIEL

**2026.-**

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

Que a fs 1874 a fs 1877, consta agregada documentación pertinente y formulario de inscripción de la Sra Ocampo Nancy Viviana.-

Que a fs 1878 a fs 1883 consta agregada documentación pertinente y formulario de inscripción Audiencia Pública Documentada, de Rojas Franco Nicolas Marcelo.-

Que a fs 1884 a 1889 consta agregada documentación pertinente y formulario de inscripción Audiencia Publica ERSEPT del Sr Coronel Hugo Hernan.-

Que a fs 1890 a fs 1893, consta agregada documentación pertinente y formulario de inscripción para Audiencia Publica ERSEPT del Sr Luis Francisco Garcia.-

Que a fs 1894 a fs 1908, consta agregada documentación pertinente y formulario de inscripción Audiencia Publica ERSEPT del Sr Armando Lenguitti.-

Que a fs 1909 a fs 1920, consta agregada documentación pertinente y formulario de inscripción Audiencia Publica ERSEPT, del Sr Rafael Norberto Gijena.-

Que a fs 1921 a 1926 consta agregada documentación pertinente y formulario de inscripción para Audiencia Publica ERSEPT del SR Carlos Ponce de Leon.-

Que a fs 1927 a fs 1930 consta agregada documentación pertinente y formulario de inscripción audiencia pública ERSEPT del Sr Sebastian Alberto Paz.-

Que a fs 1931 a fs 1934 consta agregada documentación pertinente y formulario de inscripción audiencia pública ERSEPT de la Sra Pierotti Paola.-

Que a fs 1935 a fs 1937 consta agregada documentación pertinente y formulario de inscripción audiencia pública ERSEPT de Carlos David Gonzalo Palomino Nieva.-

Que a fs 1938 a fs 1941 consta agregada documentación pertinente y formulario de inscripción para audiencia pública ERSEPT del Sr Carlos Eduardo Mercado.-

Que a fs 1942 a fs 1945 consta agregada documentación pertinente y formulario de inscripción audiencia pública ERSEPT DEL Sr Adrian L. E. Will.-

Que a fs 1946 a fs 1948 consta agregada documentación pertinente y formulario de inscripción audiencia pública ERSEPT del SR Molina José Rodolfo.-

Que a fs 1949 a fs 1951 consta agregada documentación pertinente y formulario de inscripción audiencia pública ERSEPT del SR Legislador provincial Olea Luis Alberto.-

Que a fs 1952 a fs 1954 consta agregada documentación pertinente y formulario de inscripción audiencia pública ERSEPT de Garcia Patricio Ezequiel.-

Que de fs 1955 a fs 1958 consta agregada documentación pertinente y formulario de inscripción audiencia pública ERSEPT de el Sr Guillermo Federico Anabia.-

Que de fs 1959 a fs 1961 consta agregada documentación pertinente y formulario de inscripción audiencia pública ERSEPT del Sr Adelmo Rosello.-

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

ENTE ÚNICO REGULADOR DE SERVICIOS PÚBLICOS DE TUCUMÁN * ERSEPT *

COPIA FIEL

**2026.-**

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

Que de fs 1962 a fs 1968 consta agregada documentación pertinente y formulario de inscripción audiencia pública ERSEPT del Sr Mejias Francisco Oscar.-

Que de fs 1969 a fs 1972 consta agregada documentación pertinente y formulario de inscripción de audiencia pública ERSEPT del SR Gerardo Jose Rodriguez De La Vega.-

Que de fs 1973 a fs 1976 consta documentación agregada pertinente y formulario de inscripción de audiencia pública ERSEPT de la Sra Mariel Grunauer.-

Que de fs 1977 a fs 1981 consta agregada documentación pertinente y formulario de inscripción de audiencia pública ERSEPT, del Sr Eduardo Alberto Cobos.-

Que de fs 1982 a fs 1985 consta agregada documentación pertinente y formulario de inscripción audiencia pública ERSEPT, del Sr Mario Madariaga.-

Que de fs 1986 a fs 1989 consta agregada documentación pertinente y formulario de inscripción audiencia pública ERSEPT del Sr Guillermo Andres Silva.-

Que de fs 1990 a fs 1993 consta agregada documentación pertinente y formulario de inscripción audiencia pública documentada ERSEPT de la Sra Leal Gabriela Fernanda.-

Que de fs 1994 a fs 1997 consta agregada documentación pertinente y formulario de inscripción audiencia pública documentada ERSEPT del Sr Nuñez Davis Armando.-

Que de fs 1998 a fs 2001 consta agregada documentación pertinente y formulario de inscripción de Audiencia pública documentada ERSEPT del SR Ocaranza Hugo Daniel.-

Que de fs 2002 a fs 2005 consta agregada documentación pertinente y formulario de inscripción audiencia pública documentada ERSEPT del Sr Lobo Raul Alberto.-

Que de fs 2006 a fs 2009 consta agregada documentación pertinente y formulario de inscripción audiencia pública documentada ERSEPT del Sr Roldan Silvio Esteban.-

Que de fs 2010 a fs 2013 consta agregada documentación pertinente y formulario de inscripción audiencia pública documentada ERSEPT del Sr Toledo Jose Angel.-

Que de fs 2014 a fs 2017 consta agregada documentación pertinente y formulario de inscripción audiencia pública documentada ERSEPT del Sr Tonetti Diego Antonio.-

Que a fs 2018 a fs 2021, consta agregada documentación pertinente y formulario de inscripción audiencia pública documentada ERSEPT del Sr Garbero Armando Ignacio.-

Que de fs 2022 a fs 2025 consta agregada documentación pertinente y formulario de inscripción audiencia pública documentada ERSEPT del Sr Diaz Miguel Angel.-

Que de fs 2026 a fs 2029 consta agregada documentación pertinente y formulario de inscripción audiencia pública documentada ERSEPT del Sr Castro Cristian Marcelo.-

Que, de fs 2030 a fs 2033 consta agregada documentación pertinente y formulario de inscripción audiencia pública documentada ERSEPT del Sr Acevedo Pedro German.-

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

COPIA FIEL

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN
ERSEPT



Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

Que de fs 2034 a fs 2037 consta agregada documentación pertinente y formulario de inscripción audiencia pública documentada ERSEPT del Sr Costilla Diego Martin.-

Que, a fs.2038-2050 consta documentación pertinente y formulario de inscripción del Sr. Pedro Florentino García.-

A fs.2051-2062 consta documentación pertinente y formulario de inscripción del Sr. Ricardo Cisneros.

De fs. 2063-2075 consta documentación pertinente y formulario de inscripción del Sr. Luis Esteban Álvarez.-

A fs. 2076-2078 obra nota presentada por el Sindicato de Luz y Fuerza Tucumán de fecha 22 de diciembre de 2025.-

De fs. 2079-2970 consta nota presentada por la Defensoría del Pueblo de Tucumán acompañada de informes y documentación. –

De fs. 2971 a 2973 se encuentra agregado por Empresa de Distribución de Energía Eléctrica de Tucumán (EDET S.A.), Nota GG N°124/2025. Fecha de presentación: 23 de diciembre de 2025.

A fs. 2974 – 3042 consta de "Manual de la Contabilidad Regulatoria para Entes Proveedores de Energía Eléctrica en la Provincia de Tucumán".

Que, a fs.3043-3118 consta continuación de Manual de Contabilidad Regulatoria Para Entes Proveedores de Energía Eléctrica en la Provincia de Tucumán.-

A fs.3119-3136 consta Plan de Cuentas Contabilidad Regulatoria de EDET S.A.

De fs.3137-3138 consta SUB-ANEXO N°1 sobre Tarifa De Inyección De Generación Distribuida.-

De fs.3139-3141 consta SUB- ANEXO N° 2 sobre Procedimiento Para La Determinación De La Tarifa De Inyección De Generación Distribuida.-

A fs.3142-3147 consta informe sobre Impactos De La Generación Distribuida (Gd) Sobre Los Sistemas De Distribución. -

De fs.3148-3158 obra informe sobre La Transición Energética Y su Impacto En La Distribución Eléctrica.-

Que, a fs.3159-3164 obra nota presentada por la Asociación de Generadores de Energía Eléctrica de la República Argentina (AGEERA).-

A fs.3164-3195 se encuentra nota presentada por la Unión de usuarios y Consumidores.-

A fs.3196-3205 se adjunta documentación del Sr. Gijena Rafael Norberto, de la Asociación de Profesionales Universitarios del Agua y la Energía Eléctrica.-

De fs.3206-3211 obra documentación pertinente, presentada por la Sra. Silvia Elena López, representante del Usuario en el ERSEPT.-

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

COPIA FIEL



Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

A fs.3212-3243 consta informe de REVISIÓN TARIFARIA INTEGRAL (RTI), Servicio de Distribución de Energía Eléctrica Tucumán- Período Tarifario 2025-2030 (ERSEPT), versión diciembre 2025.-

Que a fs. 3244 a 3262 consta continuación del informe RTI - ERSEPT – Revisión Tarifaria Integral (RTI) Servicio de distribución eléctrica Tucumán -Período Tarifario 2025-2030 Régimen Tarifario: Generación distribuida.

A fs.3263 Revisión Tarifaria Integral (RTI) Servicio de distribución eléctrica Tucumán - Período Tarifario 2025-2030.-

A fs. 3264 a 3272 se agrega "Informe Final de los Instructores" (Art.26 Res.EPRET N°574/06-Registro de participantes – Partes acreditadas – Participación del público – Pruebas- Orden de intervención – Disposiciones - Cuestión a Debatir – Consideraciones finales), en donde se detallan las partes inscriptas y se expresa que la totalidad de pruebas adjuntadas por las mismas fue aceptada e incorporada al expediente de referencia, destacando que se dio cumplimiento con la Etapa Preparatoria prevista en la normativa vigente, habiendo estado a disposición de las partes el Expediente N° 7139-390-E-2025, en la página web del Organismo para su consulta.-

1. Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán - EDET SA, la cual será representada por Ernesto San Miguel (D.N.I. N°18.019.094), Rodolfo Luis Martínez (D.N.I. N° 20.433.356), Luis Alberto Alvarez (D.N.I. N°18.478.369), Gabriel Augusto Escudero (D.N.I. N°17.861.292), Francisco Gabriel Vallejo (D.N.I. N° 25.543.475), y José Luis Vega Albarracín (D.N.I. N°20.959.995).

2. Representante del Usuario (en el ámbito del ERSEPT), Sra. Silvia Elena López (D.N.I. N°20.857.787).

3. BA Energy Solutions, la cual será representada por el Sr. Jorge Alejandro Espain (D.N.I. N° 13.296.946) y Juan Francisco López Meyer (D.N.I. N°33.623.373).

4. Sindicato Luz y Fuerza Tucumán, representada por Héctor Gerardo Galván (D.N.I. N°25.373.658), Gabriela Fernanda Leal (D.N.I. N°22.890.434), David Armando Nuñez (D.N.I. N°31.038.242), Hugo Daniel Ocaranza (D.N.I. N°22.283.800), Raúl Alberto Lobo (D.N.I. N°24.317.179), Silvio Esteban Roldán (D.N.I. N°24.162.276), José Angel Toledo (D.N.I. N°25.923.471), Diego Antonio Tonetti (D.N.I. N°34.953.527), Armando Ignacio Garbero (D.N.I. N°22.263.091), Miguel Angel Díaz (D.N.I. N°26.506.635), Cristian Marcelo Castro (D.N.I. N°23.239.300), Pedro Germán Acevedo (D.N.I. N°24.503.843), Diego Martín Costilla (D.N.I. N°26.797.733), y Pedro Florentino García (D.N.I. N°23.260.123).

5. A.G.E.E.R.A. (Asociación de Generadores de Energía Eléctrica de la República Argentina), representada por el Sr. Fernando Claudio Antognazza (D.N.I. N°14.100.696).

6. Sr. Legislador José Nicolás Seleme (D.N.I. N°20.391.940).

7. Federación Argentina de Trabajadores de Luz y Fuerza, representada por el Sr. Ricardo Pablo Palleiro (D.N.I. N°24.125.963).

Dra. ADRIANA ISABEL ASORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN - ERSEPT

**2026.-**

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

COPIA FIEL

FOLIO N° 4021

8. Unión de Usuarios y Consumidores – Filial Regional NOA, representada por el Sr. Miguel Francisco Paz (D.N.I. N°32.775.662).

9. Sra. Marisa Mónica Auteri (D.N.I. N°21.328.013).

10. ADELAT – Asociación de Distribuidoras de Energía Eléctrica Latinoamericanas, representada por Alessandra Genu Dutra Amaral (CPF N°021825287-09).

11. Sra. Paola Andrea Romina Romano (D.N.I. N°27.400.886).

12. Sr. José Ramón Vilte Grande (D.N.I. N°8.049.825).

13. Sr. Carlos Rubén González (D.N.I. N°13.956.552).

14. Sr. Carlos Rubén Bernat (D.N.I. N°22.429.907).

15. FODECUS – Frente de Organizaciones en Defensa de Consumidores y Usuarios, representada por el Sr. José Hermenegildo García (D.N.I. N°13.398.580).

16. Sra. Nancy Viviana Orellana (D.N.I. N°22.030.464).

17. Sr. Franco Nicolás Marcelo Rojas (D.N.I. N°25.081.441)

18. Sr. Hugo Hernán Coronel (D.N.I. N°14.481.503).

19. Sr. Luis Francisco García (D.N.I. N°13.848.900).

20. A.T.E.E.R.A. – Asociación de Transportistas de Energía Eléctrica de la República Argentina, representada por el Sr. Armando Lenguitti (D.N.I. N°11.487.050).

21. A.P.U.A.Y.E. (Asociación Profesionales Universitarios de Agua y Energía) SECCION NOA, representada por Rafael Norberto Gijena (D.N.I. N°25.945.766).

22. Sr. Carlos Américo Ponce de León (D.N.I. N°22.664.866).

23. Sr. Sebastián Alberto Paz (D.N.I. N°36.867.641).

24. Sra. Paola Pierotti (D.N.I. N°28.151.085).

26. Sr. Carlos David Gonzalo Palomino Nieva (D.N.I. N°33.815.281).

27. Sr. Marcos Eduardo Mercado (D.N.I. N°29.102.8410).

28. Sr. Adrián Will (D.N.I. N°18.168.175).

29. Sr. José Rodolfo Molina (D.N.I. N°22.331.907).

30. Sr. Legislador Luis Alberto Olea (D.N.I. N°11.928.842).

31. Sr. Patricio Ezequiel García (D.N.I. N°34.186.476).

31. Sr. Guillermo Federico Anabia (D.N.I. N°17.860.691).

32. Sr. Adelmo Rossello (D.N.I N°25.380.879).

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

COPIA FIEL

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

33. Asociación Civil Derechos de Usuarios y Consumidores, Sr. Francisco Oscar Mejías (D.N.I. N°33.374.464).

34. Gerardo José Rodríguez de la Vega (D.N.I. N°41.562.162).

35. Sra. Mariel Grunauer (D.N.I. N°27.017.373).

36. Sr. Defensor del Pueblo de Tucumán, Sr. Eduardo Alberto Cobos (D.N.I. N° 14.300.261)

37. Sr. Mario Madariaga (D.N.I. N°13.847.891).

38. Sr. Guillermo Fabián Silva (D.N.I. N°31.132.789).

39. Sr. Ricardo Cisneros (D. N.I. N°14.084.308).

40. A.D.E.E.R.A., (Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica de la

República Argentina), representada por el Sr. Luis Esteban Alvarez (D.N.I. N°10.617.276).

El acto de la Audiencia Pública Virtual, convocado mediante la Resolución ERSEPT N° 1167/2025 y modificatoria, se realizó el 05 de Enero del corriente año a partir de las 09:00 hs. y se extendió hasta las 17:05 hs. aproximadamente, con transmisión en vivo por la página Oficial del ERSEPT - **www.ersept.gob.ar** - desarrollándose con absoluta normalidad, sin inconvenientes técnicos, ni incidentes de otra naturaleza.

Contó con seguridad prevista al efecto, las partes realizaron sus exposiciones ya sea en forma presencial o virtual, sin obstáculo alguno, siendo elogiada la organización y proceso en general, por numerosos participantes al momento de tomar la palabra en el acto de audiencia. Se contó también con la presencia de autoridades y el proceso fue transmitido en vivo para seguimiento de usuarios e interesados en general **https://www.youtube.com/live/QkNqwLbyKsw**

Se incorpora la documentación y expresiones vertidas por los expositores a fs. 3273 – 3426.

La transcripción taquigráfica de la misma obra a fs. 3431 a 3639.

Conforme las previsiones de la Resolución N° 1167/25 y modificatoria, se incorpora la documentación y observaciones efectuadas por las partes e interesados en general. Entre las exposiciones se constata el pedido de nulidad efectuado por la Dra. Mariel Grunauer (D.N.I. N°27.017.373).-

Una vez analizada la transcripción taquigráfica de la audiencia, junto a las restantes presentaciones efectuadas por las partes e interesados, se realizan las siguientes consideraciones en la medida de la competencia de esta Asesoría Jurídica y atento al Planteo de Nulidad efectuado, admisible por cuanto fue practicado en tiempo y forma.-

Al respecto el Dra. Grunauer, manifiesta su disconformidad "*...para realizar o para presentarnos en esta audiencia...*" en razón de una supuesta exigüidad de plazos.

Dra. ADRIANA ISABEL COOPES
ASESORA JURÍDICA
ERSEPT

ENTE REGULADOR DE SERVICIOS PÚBLICOS

COPIA FIEL

Manifiesta que el acceso a la información sería muy precario, alega una supuesta falta de cumplimiento a requisitos administrativos y deja planteada la necesidad de "*...hacer varias Audiencias Públicas sobre distintos temas y no estar 5 o 6 horas, prácticamente, donde no se ha tratado ningún tema en particular...*" sin aportar prueba de sus dichos.

Asimismo, consigna una falta de acceso al público, en relación al sistema de inscripción utilizado, disparidad de materias a tratar con objetivos y fundamentos técnicos propios y no haber "*... cumplido con la publicación de lo que es toda la información de la política ambiental...*" al estar adheridos a una ley provincial al efecto, solicitando por todo ello la Nulidad de la Audiencia Pública.

En referencia a las alegaciones antes expuestas, algunas coincidentes con preocupaciones de otros expositores entre los que se encuentra el Sr. Gerardo José Rodríguez de la Vega quien esboza una posible exigüidad de plazos al referir "*... resulta irrazonable que se nos someta como usuarios a revisar toda esta cantidad de información en un expediente de 3.500 hojas, aún así parcial y publicada a destiempo, en plazos tan exiguos...*" (citando el fallo CEPIS como sustento jurídico) o el Defensor del Pueblo, Ing. Eduardo Alberto Cobos, al indicar que " *... hubo muy poco tiempo, muy poco tiempo para la presentación...*", se efectúan las siguientes consideraciones:

Muchos de los argumentos esgrimidos, son desvirtuados tan solo con cotejar el desarrollo de la Audiencia Pública en cuestión.-

Es dable indicar también, *que previo* a la celebración de la misma, se inicia contra este ERSEPT una acción de amparo por la Asociación Civil Red de Defensa de Usuarios y Consumidores (REDECU) cuya pretensión era la nulidad de la Resolución N° 1167/25 y modificatoria y la suspensión de la Audiencia Pública, la cual se encuentra en trámite. Los planteos y fundamentos allí incoados, son coincidentes con los vertidos en el pedido de nulidad de la expositora casi en su totalidad, por lo cual a continuación se desarrollan los motivos opuestos por este Organismo de Control y que deviene concordante con el tema en análisis y resulta conteste con la pretensión argüida.

En su exposición la peticionante pretende atribuir a este Ente de Control y Regulación de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán (ERSEPT) errores procedimentales (para justificar su planteo nulificatorio) intentando incluso irrogarse potestades reglamentarias que claramente no corresponden al intentar "definir" un procedimiento de participación pública múltiple o con características propias, sin que sus argumentos respalden contrariedad a marco legal o Constitucional alguno.

Procura obtener la nulidad de la "Audiencia Pública" dispuesta por Resolución N° 1167/2025, publicada debidamente en Boletín Oficial de la Provincia desde fecha 10 de diciembre del corriente año, como así también en el diario de mayor circulación de nuestra provincia "La Gaceta"; sin haber articulado los resortes impugnatorios administrativos previstos al efecto, hasta su exposición en el mismo procedimiento que pretende nulificar.-

Este ERSEPT, como oportunamente se dijo, emitió resolución conforme a derecho respetando la jerarquía normativa y en post del orden público, dictando la Resolución N° 1167/25 y mod. - ERSEPT. La misma cuenta con todos los antecedentes de hecho y de derecho y goza de presunción de legitimidad (Artículo 47° de la Ley N° 4537).-

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

COPIA FIEL

Nuestro Organismo tiene competencia conforme el artículo 3° de su Ley de creación N° 8479, en todo el ámbito de la Provincia de Tucumán, en el control y regulación de: *"...1. La distribución y comercialización de energía. 2. La generación eléctrica aislada e interconectada de jurisdicción provincial, cuando estén aplicadas parcial o totalmente al servicio público. 3. El transporte y la generación de energía eléctrica encuadrada en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), en aquellos aspectos en los que la Provincia tenga responsabilidades concurrentes..."*

El mismo plexo normativo consigna entre sus facultades y funciones, la de "*...1. Cumplir y hacer cumplir las obligaciones emergentes de la presente Ley, su reglamentación, las disposiciones complementarias y la normativa nacional aplicable a los servicios públicos bajo su competencia. 2. Controlar y hacer cumplir los contratos de concesión, licencias, permisos, autorizaciones y habilitaciones de los servicios públicos comprendidos bajo su jurisdicción, asegurando que los mismos se presten con continuidad, regularidad, accesibilidad, igualdad, seguridad y calidad. 5. Fiscalizar las actividades de los prestadores de servicios públicos comprendidos bajo su jurisdicción, en todos los aspectos prescritos por la normativa aplicable, respecto de la economía, sustentabilidad, competitividad, eficiencia y equidad de los servicios públicos. 6. Controlar los planes de expansión y las inversiones a cargo de los prestadores y usuarios de los servicios públicos sometidos a su control conforme las leyes, su reglamentación, lo marcos regulatorios y los contratos de concesión, licencias y permisos vigentes. 9. Fijar las bases de cálculo para la determinación de las tarifas de los contratos de concesión, licencias y/o permisos, con arreglo a las disposiciones de esta Ley, sus reglamentaciones y respectivos Marcos Regulatorios, velando por la vigencia de los principios de equidad social, accesibilidad, razonabilidad, justicia y sustentabilidad de las tarifas de cada servicio, aplicando la política que a tales efectos determine el Poder Ejecutivo. 10. Establecer, de conformidad a la presente Ley, las normas complementarias, los Marcos Regulatorios y los contratos de prestación de servicios, las normas adicionales que regirán los respectivos períodos tarifarios de cada servicio público comprendido bajo su jurisdicción, así como los procedimientos para llevar adelante los procesos de revisión tarifaria periódica, en un todo de acuerdo a los contratos de concesión, licencias o títulos. Las normas reflejarán las políticas para el desarrollo de los servicios que, con tal objeto y en carácter de Concedente, establezca el Poder Ejecutivo. 11. Aprobar los Cuadros y Regímenes Tarifarios de los servicios bajo su jurisdicción, respetando la finalidad de la presente Ley, los respectivos Marcos Regulatorios y los contratos de concesión, pudiendo, a tal efecto, establecer los mecanismos que resulten necesarios para garantizar la oportuna disponibilidad de los recursos demandados para la prestación de los servicios conforme a las modalidades contractuales vigentes. Debiendo elevar informe fundado al Poder Ejecutivo respecto de la decisión adoptada. 12. Proponer metodologías para fijar tarifas que contemplen la retribución de las tareas de exploración, explotación y renovación de las fuentes de alimentación de los servicios públicos bajo su jurisdicción 21. Dictar los reglamentos y procedimientos de participación pública. Efectuar la recepción, tratamiento y resolución de las denuncias de los usuarios de manera expeditiva, eficaz y ecuánime que garantice los derechos afectados...."*.

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFE DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

La Dra. Grunauer, pretende nulificar una Audiencia Pública, con objeto de una Revisión Tarifaria Integral, que más que una prerrogativa resulta una obligación de este Ente de

Control, ya que el Poder Concedente y EDET SA celebraron oportunamente el ACTA DE RENEGOCIACIÓN INTEGRAL y ADDENDA al ACTA DE RENEGOCIACIÓN INTEGRAL ("ARI" - Ley Nº 7892) cuyo artículo 1º establece que la Revisión Tarifaria Integral o RTI es el procedimiento que concluirá e implementará el Ente Regulador con el objeto de determinar el Régimen Tarifario y el Cuadro Tarifario de EDET por el período de tiempo de cinco (5) años, sin perjuicio de las revisiones tarifarias extraordinarias previstas en el marco regulatorio eléctrico provincial (*latu sensu*).-

Los artículos 6° y 7° del ARI definen los principios y metodología para la Revisión Tarifaria Integral del servicio público de distribución y comercialización de energía eléctrica, por lo que concluido el período tarifario 2016-2020 -que se rigiera por la Resolución ERSEPT N° 790/2016- se llevó a cabo un nuevo proceso al efecto, con el dictado de la Resolución Nº 645/2020.-

La provincial N° 9913, aprueba en su artículo 1° el Acta Acuerdo celebrada entre el Poder Ejecutivo y la Empresa EDET S.A. con intervención del ERSEPT, de fecha 19/08/2025, en el marco del Contrato de Concesión del Servicio Público de Distribución Eléctrica por el cual se fijó el día 30/12/2025, como inicio del Período Tarifario que culmina el 04/08/2030, momento a partir del cual los períodos tarifarios subsiguientes tendrán una duración de cinco (05) años, conforme a lo establecido en el Contrato de Concesión.-

Por ello, se dispara el procedimiento de participación pública previsto para una revisión tarifaria integral de *Audiencia Pública*, en cumplimiento de normativa vigente como lo es la Ley Nº 8479 en la parte pertinente de su artículo 18º.-

De esta forma se desvirtúa acabadamente el vicio procedimental argumentado por la presentante.

Es dable remarcar también que este ERSEPT, no solo tiene pleno conocimiento de los criterios sentados en el caso "CEPIS y otros c. Ministerio de Energía y Minería s/ Amparo Colectivo" y citados en por un expositor (Rodríguez de la Vega) en cuanto a los procedimientos de participación ciudadana, sino que constantemente los aplica, tanto en las revisiones tarifarias integrales (RTI) como en las revisiones tarifarias por incrementos de los costos de prestación/distribución (VAD, VAARS) por variación de los precios de la economía, citando en los considerandos de las convocatorias al fallo de marras.-

La Ley 8479, determinó que el Ente Regulador debía instrumentar los procedimientos de participación pública considerados en el referido marco normativo, previendo que las convocatorias a participar de los mismos se realicen mediante la suficiente comunicación pública, por los medios que entienda necesarios y con antelación razonable, invitando a participar a todas aquellas personas que acrediten un derecho subjetivo o interés en la temática que fuera objeto de la convocatoria.

La citada normativa prevé dos tipos de procedimientos participativos, el primero, denominado Consulta Pública Documentada o Documento de Consulta y el segundo, la Audiencia Pública. El primero se encuentra previsto como paso previo al dictado de actos que tengan por objeto cambios tarifarios originados, exclusivamente, en la variación de los precios de la economía, mientras que el segundo de los nombrados se encuentra previsto en el ordenamiento jurídico provincial para el tratamiento de cambios

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

COPIA FIEL

estructurales en la prestación de los servicios públicos sujetos al control del Ente Regulador (por ejemplo, Revisión Tarifaria Integral - RTI) en la Ley N° 8479 artículo 18, el cual reza en su parte pertinente: "Procedimientos de Participación Pública: "*El ERSEPT reglamentará, publicará e implementará los procedimientos de participación pública, debiendo contemplar que las convocatorias para el desarrollo de los respectivos procedimientos se realicen mediante la suficiente comunicación pública por los medios que entienda necesarios, con razonable antelación, donde se informará el lugar, día y hora de participación en el procedimiento; el lugar, días y horarios en que podrán consultarse los antecedentes y se invitará a participar a todos aquellos que acrediten un derecho subjetivo o interés en la temática precitada. Los procedimientos de participación pública podrán consistir, entre otros, en la Consulta Pública Documentada o la Audiencia Pública. ... 2 Audiencia Pública, la convocatoria y realización de la Audiencia Pública no vinculante se efectuará en las siguientes materias: 2.1 Con motivo de los procesos de revisión tarifaria integral. 2.2 En caso de solicitud fundada de modificación de la tarifa por cambios en las condiciones de la prestación de los servicios (régimen de calidad de servicio, régimen de ampliaciones y extensiones, régimen de sanciones y otros) 2.3. Por cambios de escala o del área de la licencia o concesión. 2.4 Cuando deba resolver cuestiones de naturaleza técnica o regulatoria en el ámbito de su competencia específica que tengan efectos sobre la tarifa, sobre la estructura tarifaria o sobre las condiciones que regulan la calidad de servicio. 2.5. Conductas contrarias a los principios de libre competencia o abuso de situaciones derivadas de monopolio natural o legal o de posición dominante en el mercado. 2.6. Cuando una tarifa, cargo, clasificación o servicio de un prestador sea previamente considerada por el ERSEPT, con fundamento suficiente, como inadecuada, indebidamente discriminatoria o preferencial, según la naturaleza del servicio o cuando se considere alterado el principio de razonabilidad o justicia tarifaria. Podrá participar en la Audiencia Pública todas las personas físicas o jurídicas, públicas o privadas que invoquen un derecho o interés simple, difuso o de incidencia colectiva, relacionado con la audiencia pública. En forma previa a la participación deben inscribirse en el registro habilitado al efecto y presentar por escrito un informe que refleje el contenido de la exposición a realizar, pudiendo acompañar toda otra documentación y/o propuesta relacionada con el tema a tratar. Las audiencias pueden ser presenciadas por el público en general y los medios de comunicación*"

La regulación efectuada por el Legislador Provincial se corresponde con los criterios sentados por la Corte Suprema de Justicia de la Nación en la causa "*Centro de Estudios para la Promoción de la Igualdad y la Solidaridad y Otros c/Ministerio de Energía y Minería s/Amparo Colectivo*" (CEPIS), en fecha 18/08/2016 en la que se expresó: "*... Que ..., este Tribunal resolverá ahora la cuestión atinente a si resulta obligatoria la celebración de audiencia pública como procedimiento previo al dictado de las resoluciones ... En este sentido, corresponde recordar que el art. 42 de la Constitución Nacional ... fue incorporada por la Convención Reformadora de 1994 en la primera parte de la Constitución Nacional, dentro del capítulo titulado "Nuevos Derechos y Garantías"... (Cons. 14) Que la consulta de los debates llevados a cabo en la Convención con motivo de reconocimiento expreso de este nuevo derecho, proporcionan dos conclusiones que, ... En primer lugar, ... corresponde interpretar que el texto constitucional vigente en la exigencia reconoce en esta materia la participación ciudadana en*

Dra. ADRIANA MARCELA ARCIDIACONO
JEFA DE UNIDAD GERENCIAL ADMINISTRATIVA
ERSEPT

ENTE UNICO REGULADOR DE LOS SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN ★ ERSEPT ★

COPIA FIEL



Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

*la toma de decisiones públicas con un contenido amplio, traduciendo una faceta del control social que puede manifestarse de maneras distintas y cuya ponderación ha sido dejada en manos del legislador, al que corresponde prever el mecanismo que mejor asegure aquella participación en cada caso ...(Cons. 15).*

*El otro aporte significativo que puede extraerse de la deliberación realizada en el seno de la Convención Constituyente es que este nuevo derecho resulta operativo..., aunque por cierto se deje en manos de la autoridad legislativa, como sucede en el campo de todos los derechos (artículo 28) la determinación circunstanciada de los diversos procedimientos y situaciones bajo los cuales tendría lugar el nuevo derecho consagrado expresamente en favor de los usuarios... (Cons. 17). Que en materia tarifaria la participación de los usuarios de un servicio público no se satisface con la mera notificación de una tarifa ya establecida... Estas audiencias constituyen una de las varias maneras de participación ciudadana en la toma de decisiones públicas. Sin embargo, no son la única alternativa constitucional, en tanto el art. 42 -como se expresó- no las prevé ni explícita ni implícitamente, sino que deja en manos del legislador la previsión del mecanismo que mejor asegure aquella participación en cada caso. De la redacción del art. 42 se desprende la clara intención de los constituyentes de 1994 de que consumidores y usuarios -expresamente en la forma de asociaciones, e implícitamente de un modo genérico- participen en la elaboración de ciertas disposiciones de alcance general a cargo de la Administración cuando, como en el caso, al fijar tarifas, puedan proyectar los efectos sobre los derechos e intereses de aquellos (conf. doctrina de la disidencia de los jueces Lorenzetti y Zaffaroni en Fallos: 329:4542) ... el debate público mejora la legitimidad de las decisiones al requerir criterios comprensivos de las distintas posiciones para arribar a un consenso entrecruzado, que si bien no conducirá a lo que cada uno desea individualmente permitirá en cambio lo que todos deseamos, es decir, vivir en una sociedad ordenada sobre la base de un criterio más realista de justicia.... (Cons. 18) ".*

También debemos remarcar un reciente fallo de nuestra Excma. Cámara en lo Contencioso Administrativo, donde no se hace lugar al amparo instado por Defensoría del Pueblo - Expte. N° 469/23, que pretendía la inconstitucionalidad del artículo 18° de la Ley N° 8479 en su parte correspondiente e indica en sus considerandos: *"La previsión expresa contenida en la norma, del escenario de cambio tarifario originado en la variación de los precios, hace que la citada ley n° 8479 -que se encuentra vigente por ley n° 9924 (Digesto Jurídico)- resulte plenamente aplicable al caso de autos". En Relación al artículo 42 de nuestra Constitución Nacional "...corresponde interpretar que el texto constitucional puesto en vigencia reconoce en esta materia la participación ciudadana en la toma de decisiones públicas con un contenido amplio, traduciendo una faceta del control social que puede manifestarse de maneras distintas y cuya ponderación ha sido dejada en manos del legislador, al que corresponde prever el mecanismo que mejor asegure aquella participación en cada caso (conf. especialmente págs. 4352, 4355, y 4357/4360 de la sesión del 17 de agosto citada)".*

Este Organismo mediante Resolución EPRET N° 574/2006, aprobó el Reglamento de Audiencias Públicas, mientras que por Resolución ERSEPT N° 536/2020, determinó que los procedimientos de participación ciudadana previstos en el art. 18 de la Ley N° 8479, se podrán celebrar a través de una modalidad remota, virtual y no presencial que asegure

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

COPIA FIEL

la libre concurrencia y amplia participación ciudadana, todo a efectos de evitar la presencia física o el traslado de personas a la sede del organismo (Reglamento de Procedimiento Participativo Digital).

La Audiencia Pública con las características citadas, probada eficacia (conforme la practicada en la Previa revisión Tarifaria Integral) amplia el marco de participación ciudadana, ya que la persona puede realizar su presentación en forma presencial u online a través de un link otorgado al efecto y cuenta con todo el expediente ERSEPT -7139/390-E-2025- escaneado y subido a la página de este ERSEPT para su consulta, pudiendo seguir paso a paso el desarrollo de lo actuado, dotando de una transparencia total al proceso y con la posibilidad de poder compartir con asesores personales o técnicos correspondientes las materias involucradas para su mejor comprensión y debate. -

El procedimiento en cuestión cuenta con un amplio plazo para practicar la inscripción al mismo (10 de diciembre al 22 diciembre inclusive del corriente año) y acercar la documentación que cada participante considere pertinente para análisis inherente a la materia objeto de la Audiencia (desde el comienzo del período y hasta el 26 de diciembre de 2025) siendo que la Audiencia propiamente dicha se realizó el día 5 de enero del año 2026 a hs. 09:00 en el Sheraton Hotel Tucumán, sito en Avenida Soldati N° 440, San Miguel de Tucumán.

Es así que queda demostrado el amplio plazo con que cuenta el ciudadano/usuario de este servicio público de distribución de energía eléctrica para intervenir en el proceso y de una manera asequible, como lo es la vía digital, derribando barreras como las largas distancias (para usuarios del interior de nuestra Provincia) lo que asiste más aún a la idea de contar con la mayor participación pública posible.

El proceso netamente físico o presencial, impedía a usuarios o interesados de escasos recursos o radicados en zonas rurales o lejanas el ejido capitalino trasladarse hasta las oficinas del Organismo para lograr una inscripción al Procedimiento de participación en ciernes, extraer copias de un expediente de voluminosidad importante y mucho menos trasladarse, nuevamente, al lugar en el día y hora previstos para la realización de la Audiencia en sí misma.-

La modalidad elegida, garantiza su publicidad, permite la inscripción abierta, permite asistencia en igualdad de condiciones, facilita participación a personas de diversas localidades, aumenta la capilaridad territorial, evita costos, tiempos y barreras geográficas. Desde el punto de vista constitucional, la virtualidad es incluso más amplia y democrática que la presencialidad tradicional.-

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

Analizados los fundamentos de la presente Convocatoria a Audiencia Pública para efectuar la Revisión Tarifaria Integral del servicio público de distribución de energía eléctrica por redes y encontrándose desvirtuado cualquier tipo de incumplimiento tanto a normas de fondo como procedimentales; *debemos referirnos ahora a los intrincados argumentos referentes a falta de información o información insuficiente, exigüidad de plazos, tratamiento de materias diferentes u obstáculos en relación al medio de inscripción.-*

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN * ERSEPT *

COPIA FIEL

**2026.-**

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

Las "materias diferentes" a las que alude en su exposición se encuentran descriptas tanto en el Acta de Renegociación Integral, como en la Resolución N° 645/2020 y son de dominio público, por lo que teniendo en cuenta los periodos tarifarios discriminados por la normativa descrita previamente, pueden irse analizando y proyectando con la antelación que se estime conveniente de cara a una Revisión Integral.

Entendiendo esta parte la complejidad de la materia objeto de la presente revisión, no puede escindirse de las previsiones legales y contractuales que imponen la misma, por lo que en cumplimiento estricto de sus funciones puso a disposición de los usuarios y de la comunidad en general toda la documentación aportada por la distribuidora desde el comienzo del proceso, con casi un mes de antelación a la celebración de la Audiencia como en procesos semejantes realizados previamente, sosteniendo sus actos propios.-

El plazo aparece más que razonable y con la información a disposición en forma permanente, una persona puede incluso asesorarse con técnicos especializados, realizar aportes en el expediente que son subidos a la página del Organismo y cotejar con las presentaciones realizadas con la distribuidora y los otros participantes para luego exponer en base a ello al momento de la Audiencia en sí misma.-

Ya perimido el sistema presencial obsoleto de inscripción, que preveía la presentación con Documento Nacional de Identidad en mano frente al instructor designado en las oficinas del Organismo, la inscripción al procedimiento a través de mail oficial al efecto, aportando formulario y documentación pertinente con acuse de recepción de forma virtual, aparece como una propuesta más que superadora; pudiéndose contemplar otro sistema para procedimientos posteriores pero que de ninguna manera pueden traer aparejado una nulidad de la Audiencia Pública. -

Prueba de la eficacia del sistema queda plasmada los numerosos inscriptos a la Audiencia y que fueran previamente detallados, con la participación de la Representante del Usuario, asociaciones de defensa de consumidores, usuarios e interesados en general y del Defensor del Pueblo (de raigambre constitucional) sin que se recibieran impugnaciones o planteos al procedimiento que se desarrolló con total normalidad.-

Tampoco logra esta parte desentrañar cual sería la supuesta violación a la información ambiental que cita, como último intento de fundamentar su pretensión nulificatoria, sin respaldo fáctico o jurídico, más que reiterar los planteos desvirtuados ut supra. -

Es así como se constata que la versión digital del expediente y las diferentes actuaciones agregadas al mismo, resultaron más accesible que su equivalente físico, toda vez que no requería de la presencia física e intervención personal alguna y se encontraba disponible para toda la comunidad, más allá de su condición de parte del procedimiento por el que tramita la RTI, y que conlleva además al ahorro en gastos en fotocopias, tiempo y dinero para traslado de modo de efectivizar su consulta, etc., permitiendo que usuarios de varios puntos cardinales de la provincia, alejados de la ciudad de San Miguel de Tucumán, participaran en la audiencia o hicieran, inclusive, presentaciones posteriores.-

La totalidad de la información estuvo accesible con una calidad y formato que permitió a los usuarios acceder a la misma sin dificultad, lo que se evidencia a partir de los numerosos comentarios formulados por los usuarios a lo largo de la audiencia y en las presentaciones

Dra. ADRIANA ANDREA OSORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN

COPIA FIEL

posteriores, que evidencian que fue posible evaluar y juzgar la información puesta a disposición en el expediente digital, garantizando el goce del derecho contenido en el art. 42 de la Constitución Nacional.-

Al respecto es dable destacar que asistieron a la audiencia organizaciones con personal capacitado para procesar la información técnica suministrada, APUAYE (Asociación Profesionales Universitarios del Agua y Energía Eléctrica), la Unión de Usuarios y Consumidores Filial Regional NOA, FODECUS – Frente de Organizaciones en Defensa de Consumidores y Usuarios, Asociación Civil Derechos de Usuarios y Consumidores, Representante del Usuario y Sindicato Luz y Fuerza Tucumán, que junto a la Defensoría del Pueblo, constituyen un canal apto para intermediar entre el sector público y la ciudadanía, por lo cual, habiendo sido puesto a disposición de manera pública el expediente completo, las asociaciones mencionadas pudieron procesar la información allí obrante y ser un canal de consulta para los usuarios. Prueba del experiencia de estas asociaciones es la multiplicidad de observaciones formuladas por ellas, relacionadas con el marco regulatorio y con la revisión tarifaria objeto de la audiencia celebrada.-

Asimismo, según el precedente "CEPIS" de la CSJN, la información técnica es considerada como suficientemente explicativa si es útil para la deliberación de los interesados, y que esa deliberación sea considerada por la autoridad. En el presente caso, tal deliberación ha quedado debidamente demostrada con la participación de los exponentes que se refirieron fundadamente a los aspectos técnicos (por ejemplo el Legislador Luis Alberto Olea, Sr. Carlos Rubén González, Sr. Hugo Hernán Coronel, Dr. Carlos Américo Ponce de León, Sr. Sebastián Paz, Sr. José Rodolfo Molina, Sr. Francisco Oscar Mejías, etc).-

Específicamente, en cuanto al tratamiento del objeto por el cual se convocó a Audiencia Pública (Resolución ERSEPT N° 1167/25 y modificatoria)"... *i) La Revisión Tarifaria Integral (RTI) Ordinaria de EDET SA correspondiente al servicio público de distribución de energía eléctrica por redes para el período tarifario quinquenal comprendido entre el 30 de diciembre de 2025 y el 4 de agosto de 2030. ii) Plan de Obras Obligatorio y Plan de Obras de Transporte de energía eléctrica para Tucumán, para agregar al transporte de electricidad por distribución troncal a los Planes Obligatorios de Inversiones de la Concesionaria. iii) Tratamiento de los Regímenes de Calidad de Servicio Público y Sanciones. iv) Tratamiento del Régimen de Extensión de Redes. v) Tratamiento del Régimen y Cuadro Tarifario. vi) Programa de Eficiencia Energética. vii) Manual de Contabilidad Regulatoria. viii) Energía Renovable y Generación Distribuida. ix) Régimen de Transición Energética.";* incorporándose a las actuaciones de cabecera el informe técnico practicado por el Gerente de Asuntos Económicos, Mag. Alejandro Danon.-

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

En el mismo obra, además del lógico análisis de las materias objeto de la presente procedimiento de revisión tarifaria y en la medida de su competencia, las consideraciones técnicas/ regulatorias efectuadas a partir de las intervenciones de los expositores durante la Audiencia Pública.-

Asimismo, se adjuntan los informes de rigor practicados por la Gerente General, Dra. Laura María Duarte y el Gerente de Energía Eléctrica, Ing. José Antonio Torres.-

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN * ERSEPT *

COPIA FIEL

**2026.-**

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

A fs.3273 a 3306 se encuentra agregada documentación, por la Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A (EDET) Audiencia pública Revisión Tarifaria Integral 2025-2030.

A fs.3308 a 3335 se encuentra agregada documentación por BA Energy Solutions - EDET Revisión tarifaria Integral 26-31 Audiencia pública.

A fs.3336 a 3342 Informe de Representante de los usuarios del Ente Regulador de Servicios Públicos de Tucumán (ERSEPT) Sra. Silvia López.-

A fs. 3343 a 3354 Informe de LA UNION de usuarios y consumidores Filial Regional Noa.-

A fs.3355 a 3376 Informe de ADELAT (Asociación de Distribuidoras de Energía Eléctrica Latinoamericanas.).-

A fs. 3378 a 3382 Exposición Revisión Tarifaria Integral EDET – David Palomino Nieva.-

A fs.3383 a 3391 Exposición de Usuario particular – Anabia Guillermo.-

A fs.3392 a 3393 Notas GAE (Gerencia de Asuntos Económicos).-

A fs.3394 a 3426 Exposición de ADEERA (Asociación de distribuidores de energía eléctrica de la República Argentina).-

A fs.3427 a 3430 Escritura N° 1 – Acta de constatación a requerimiento del ERSEPT Audiencia Pública Documentada en el marco de la RTI 2025/2030.-

A fs.3431 a 3444 se agrega copia impresa de versión taquigráfica, correspondiente a la Audiencia Pública convocada por el ERSEPT 05 de enero 2026 para Revisión de la tarifa integral 2025/2030 del servicio de distribución de Energía eléctrica de la provincia de Tucumán bajo resoluciones ERSEPT N°1167/25 y N°1168/25.-

De fs. 3445 a 3639 consta continuación de copia impresa de versión de informe taquigráfico correspondiente a la Audiencia Pública convocada por el ERSEPT 05 de Enero de 2026 para Revisión de la Tarifa Integral 2025/2030 del servicio de distribución de energía eléctrica de la provincia de Tucumán bajo resoluciones 1167/25 y 1168/25.

A fs. 3640 consta de Dictamen N° 43/26 de Gerencial Legal perteneciente al ERSEPT en Ref.Exp. N°7139/390-E-25-EDET SA. S/RTI 2025-2030. Fecha de emisión: 15 de Enero de 2026.

A fs. 3641 consta de Nota de Gerencia de Asuntos Económicos perteneciente al ERSEPT en Ref. Expte. N° 7139/390-E-25-EDET SA. S/RTI 2025-2030. Fecha de emisión: 22 de Enero de 2026.

A fs. 3642 – 3654 obra informe presentado por ERSEPT sobre "Análisis de las Exposiciones en el Marco de la Revisión Tarifaria Integral (RTI) 2025-2030.-

Dra. ADRIANA ISABEL CORDES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

ENTE ÚNICO REGULADOR DE SERVICIOS PÚBLICOS DE TUCUMÁN - ERSEPT

COPIA FIEL

**2026.-**

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

A fs. 3655 corresponde a Nota de Gerencia de Asuntos Económicos por parte de ERSEPT, emitida el 17 de Abril de 2026.-

Asimismo, corresponde analizar y dar respuesta a los usuarios, cuyas intervenciones en la Audiencia Publica Documentada, determinan los informes pertinentes elaborados por la Gerencia de Asuntos Económicos ERSEPT, conforme su competencia.-

**La Representante de los Usuarios en el ERSEPT, Sra. Silvia Elena López, manifestó:** *1) que no le resulta claro si en la factura del servicio eléctrico se incluyen tasas u otros conceptos; y 2) solicitó gestionar ante el Gobierno Provincial la continuidad de la Tarifa Social Eléctrica, atento al retiro de subsidios a nivel nacional.-*

En relación con lo planteado, respecto de la inclusión de tasas u otros conceptos en la factura del servicio eléctrico, corresponde señalar que la conformación de la boleta y la incorporación de determinados ítems deben ajustarse al marco normativo vigente y a las disposiciones específicamente aplicables en la jurisdicción provincial. En tal sentido, este Ente Regulador se ha expedido sobre dicha cuestión en la normativa correspondiente, debiendo tales conceptos encontrarse debidamente autorizados e identificados de manera clara y diferenciada en la factura.-

Por otra parte, en lo referido a la solicitud de continuidad de la Tarifa Social Eléctrica frente a la reducción de subsidios nacionales, se informa que en el marco del actual proceso de Revisión Tarifaria Integral se ha contemplado la continuidad de dicho instrumento, con el objetivo de contribuir a la protección de los usuarios en situación de vulnerabilidad socioeconómica y resguardar el acceso al servicio eléctrico en condiciones de asequibilidad.-

**El Legislador Sr. José Nicolás Seleme manifestó**: *1) Que existen actividades no reguladas vinculadas al uso de postes e instalaciones de la distribuidora por parte de empresas de telefonía e internet, señalando que los ingresos derivados de tales usos deberían ser considerados a los fines tarifarios; 2) Que la existencia de empresas vinculadas o contratistas de la distribuidora podría incidir en un incremento de sus costos de funcionamiento; y 3) Que el esquema tarifario residencial vigente presenta falencias en la determinación de escalones y categorías aplicables al Cargo por Uso de Red, generando saltos significativos ante determinados niveles de consumo.*

En relación con lo manifestado respecto de los **ingresos derivados de actividades no reguladas** vinculadas al uso de postes y demás instalaciones de la distribuidora por terceros, corresponde señalar que en el marco de la presente Revisión Tarifaria Integral el ERSEPT ha establecido un criterio regulatorio específico para el tratamiento de los ingresos provenientes de actividades no reguladas desarrolladas por la distribuidora cuando las mismas utilicen activos cuya remuneración haya sido reconocida dentro del ingreso regulado. En tal sentido, se dispone que las pérdidas derivadas de dichas actividades no podrán ser trasladadas al servicio público regulado ni reconocidas en tarifa, por constituir riesgo empresario propio de actividades desarrolladas en condiciones de mercado. Asimismo, cuando tales actividades generen ingresos mediante el uso de activos regulados, dichos ingresos quedan sujetos a un mecanismo de compartición en favor de los usuarios del servicio público.-

Dra. ADRIANA ISABEL CORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

COPIA FIEL

**Asimismo, en cuanto a lo manifestado respecto de la existencia de empresas vinculadas o contratistas de la distribuidora y su eventual incidencia sobre los costos reconocidos**, corresponde indicar que la determinación de los costos de explotación adoptada en el presente proceso tarifario no se efectúa sobre la base de los costos particulares efectivamente declarados por EDET S.A. ni de las contrataciones específicas que ésta celebre con terceros. Por el contrario, dicha determinación surge del estudio técnico de una empresa modelo o de referencia eficiente, construido sobre la base de criterios regulatorios objetivos, requerimientos operativos razonables y herramientas de benchmarking aplicadas al servicio de distribución eléctrica. En tal sentido, la metodología adoptada se orienta a reconocer únicamente aquellos costos que resultan necesarios para una prestación eficiente del servicio, con independencia de la estructura societaria, contractual o empresaria particular de la concesionaria. Ello permite resguardar criterios de objetividad, eficiencia, razonabilidad, transparencia y trazabilidad en la estimación de los costos reconocibles, sin perjuicio de las facultades de control y verificación que corresponden al Ente respecto de la información presentada en el expediente.-

Finalmente, en relación con las observaciones formuladas sobre el esquema tarifario aplicable a los usuarios residenciales, corresponde señalar que en el marco de la presente Revisión Tarifaria Integral el ERSEPT ha evaluado alternativas de adecuación del régimen tarifario tendientes a mejorar la asignación de costos entre categorías de usuarios, procurando una mayor correspondencia entre el diseño tarifario y el patrón de uso del sistema eléctrico. En ese sentido, la revisión del régimen aplicable al Cargo por Uso de Red ha considerado la necesidad de reducir distorsiones, morigerar efectos no deseados en los cambios de categoría y propender a una estructura más consistente con criterios de equidad, eficiencia y sostenibilidad regulatoria.-

**El Legislador provincial Sr. Luis Alberto Olea,** en su carácter de Presidente de la Comisión de Energía, manifestó: *1) Que, pese a la decisión legislativa adoptada por la Provincia mediante la Ley N° 9.912, el régimen de Generación Distribuida no se encuentra reflejado de manera operativa en el cuadro tarifario vigente; y 2) valoró la aplicación, por parte del ERSEPT, del criterio de vulnerabilidad socio-territorial en materia de Tarifa Social Eléctrica.-*

En relación con lo manifestado respecto de la **Generación Distribuida,** corresponde señalar que el ERSEPT ha avanzado en la definición del régimen regulatorio aplicable a los usuarios-generadores en el ámbito provincial, y que en el marco del presente proceso de Revisión Tarifaria Integral se contempla la incorporación del tratamiento tarifario específico correspondiente, a fin de dotar de operatividad al esquema previsto en la normativa vigente y compatibilizar su implementación con criterios de eficiencia, sostenibilidad económica y adecuada asignación de costos del servicio de distribución.-

Por otra parte, en relación con la **aplicación del criterio de vulnerabilidad** socio-territorial en materia de Tarifa Social Eléctrica, corresponde señalar que el ERSEPT ha impulsado la actualización de la herramienta de Zonas de Vulnerabilidad Socioterritorial (ZVST) como insumo técnico destinado a mejorar la focalización del beneficio y fortalecer la asignación de políticas públicas vinculadas al acceso a los servicios públicos



COPIA FIEL

esenciales. Dicha actualización permite contar con una herramienta metodológicamente robusta y validada para identificar situaciones de vulnerabilidad en el territorio provincial, contribuyendo a una asignación más equitativa y eficiente de los beneficios asociados a la Tarifa Social Eléctrica.-

**El representante del Sindicato de Luz y Fuerza Tucumán, Sr. Héctor Galván,** manifestó *que las decisiones tarifarias inciden de manera directa sobre las condiciones necesarias para sostener la adecuada prestación del servicio público de energía eléctrica, y solicitó la ampliación de los beneficios de la Tarifa Social Eléctrica.-*

En relación con lo manifestado, corresponde señalar que en el marco del presente proceso de Revisión Tarifaria Integral se ha considerado la necesidad de sostener y fortalecer los instrumentos de protección social vinculados al servicio eléctrico, en particular la **Tarifa Social Eléctrica,** procurando compatibilizar la cobertura a usuarios en situación de vulnerabilidad con la sostenibilidad económica de la prestación. En tal sentido, el diseño propuesto contempla la evaluación de alternativas orientadas a mejorar el alcance y focalización del beneficio, dentro de un esquema consistente con los recursos requeridos para la adecuada prestación y mantenimiento del servicio.-

**En representación de AGEERA, el Sr. Fernando Claudio Antognazza** manifestó: 1) *Que la tarifa debe reconocer un Valor Agregado de Distribución suficiente para cubrir costos, inversiones y una rentabilidad razonable; y 2) La necesidad de revisar el mecanismo de pass through y su adecuación a la estructura tarifaria nacional vigente, tanto en lo referido a los costos de abastecimiento del Mercado Eléctrico Mayorista como al tratamiento regulatorio de los costos de abastecimiento fuera del MEM.-*

En atención a lo manifestado, corresponde señalar que este Ente Regulador ha llevado adelante, en el marco del presente proceso de Revisión Tarifaria Integral, **una evaluación técnica integral del requerimiento de ingresos de la distribuidora**, a fin de determinar un Valor Agregado de Distribución consistente con una prestación eficiente del servicio público, con las necesidades de inversión reconocibles del sistema y con una remuneración compatible con los criterios de razonabilidad regulatoria aplicables. Dicha determinación no implica el reconocimiento automático de los valores pretendidos por la concesionaria, sino la estimación de un ingreso regulado sobre la base de criterios de eficiencia, sostenibilidad económica y cumplimiento del marco legal y contractual vigente. Los fundamentos de esta determinación obran en el informe técnico y en los anexos incorporados a las presentes actuaciones.

Por otra parte, e**n relación con el mecanismo de traslado de los costos de abastecimiento** y su adecuación a la estructura tarifaria nacional vigente, corresponde indicar que el ERSEPT ha considerado en su propuesta tarifaria las disposiciones emergentes del Contrato de Concesión y de la normativa nacional aplicable en materia de costos de abastecimiento del Mercado Eléctrico Mayorista, así como los criterios regulatorios pertinentes para el tratamiento de los restantes componentes vinculados al abastecimiento, incluidos aquellos correspondientes a abastecimientos fuera del MEM, todo ello conforme al marco jurídico y regulatorio vigente.-

Cra. ADRIANA ISABEL OLIVARES
JEFA DE DEPARTAMENTO ADMINISTRATIVA
ERSEPT

ENTE ÚNICO REGULADOR DE SERVICIOS PÚBLICOS DE TUCUMÁN * ERSEPT *

**2026.-** Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

COPIA FIEL

**En representación de la Unión de Usuarios y Consumidores de Tucumán, el Dr. Miguel Francisco Paz** manifestó: *1) Objeciones respecto de la composición del Cargo por Uso de Red dentro del Valor Agregado de Distribución y de su incidencia sobre los incentivos al ahorro energético; 2) Observaciones sobre la estructura del cuadro tarifario residencial, proponiendo ampliar la cantidad de estratos aplicables; 3) Cuestionamientos al criterio de categorización basado en promedios de consumo de mayor amplitud temporal; y 4) La necesidad de fortalecer la actualización, legitimidad y focalización del padrón de beneficiarios de la Tarifa Social Eléctrica mediante reempadronamiento, cruces de información y mecanismos dinámicos de revisión.*

**En atención a lo manifestado respecto del Cargo por Uso de Red, corresponde señalar que dicho componente tarifario se vincula con los costos asociados a la disponibilidad, capacidad, operación y mantenimiento de la red de distribución,** los cuales no dependen exclusivamente del consumo de energía registrado en un período determinado. En términos regulatorios, ello responde a que una parte sustancial de los costos de distribución es de naturaleza fija o cuasi fija y se encuentra asociada a la necesidad de mantener disponible la infraestructura y su capacidad para atender la demanda de los usuarios, con independencia de los kWh efectivamente consumidos en cada mes. En tal sentido, la literatura regulatoria y la experiencia comparada reconocen que la recuperación de estos costos puede instrumentarse mediante cargos fijos, de acceso, de capacidad o semivariables, reservando a los componentes estrictamente volumétricos un rol principalmente vinculado al uso energético y a aquellos costos que efectivamente varían con la energía transportada. Sobre esa base, el diseño del régimen tarifario procura asignar de manera más adecuada los costos propios del servicio de distribución, diferenciándolos de los correspondientes al abastecimiento y al transporte, y reflejando que el uso del sistema no se agota en la energía demandada en un período puntual, sino que comprende también la disponibilidad permanente de red requerida para abastecer a cada suministro.

**Asimismo, en relación con la propuesta de ampliar la cantidad de estratos aplicables al cuadro tarifario residencial y reformular la estructura de segmentación del Cargo por Uso de Red,** corresponde indicar que dicha alternativa ha sido evaluada técnicamente por este Ente Regulador en el marco del análisis integral del régimen tarifario. No obstante, se concluyó que una segmentación más desagregada no necesariamente mejora la asignación de costos ni la señal económica del esquema, pudiendo incluso introducir nuevas discontinuidades o efectos no deseados en los cambios de categoría. En tal sentido, la propuesta adoptada surge de una evaluación comparada de alternativas, orientada a compatibilizar criterios de equidad, eficiencia, simplicidad operativa, transparencia y sostenibilidad regulatoria.

**En igual sentido, respecto del criterio de categorización de los usuarios sobre la base de períodos breves de consumo actual o promedios de corta duración,** corresponde señalar que la amplitud temporal considerada en la metodología responde a la necesidad de representar de manera más adecuada el patrón de uso del sistema por parte de cada suministro a lo largo del tiempo, incluyendo variaciones estacionales propias del servicio eléctrico. Ello reviste especial relevancia en una provincia con marcada estacionalidad de consumo, como ocurre en Tucumán, donde la utilización de períodos más reducidos podría

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

ENTE ÚNICO REGULADOR DE SERVICIOS PÚBLICOS DE TUCUMÁN * ERSEPT *

COPIA FIEL



Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

no reflejar adecuadamente la exigencia que determinados usuarios imponen a la red, afectando la consistencia de la asignación de costos.-

**Finalmente, en lo referido a la Tarifa Social Eléctrica y a la necesidad de fortalecer la legitimidad, actualización y focalización del padrón de beneficiarios,** corresponde indicar que el ERSEPT ha previsto mecanismos de revisión y actualización periódica del universo alcanzado, mediante procesos de validación, depuración y control sustentados en cruces de información con bases de datos de organismos competentes, así como en instancias de renovación obligatoria para los usuarios solicitantes. Asimismo, este Ente Regulador ha impulsado la actualización de la herramienta de Zonas de Vulnerabilidad Socioterritorial (ZVST) como insumo técnico destinado a fortalecer la focalización del beneficio y contribuir a una asignación más objetiva, equitativa y eficiente de la Tarifa Social Eléctrica.-

**La Sra. Paola Andrea Romina Romano manifestó:** *1) La necesidad de mantener y ampliar la Tarifa Social Eléctrica; y 2) Objeciones respecto del funcionamiento del Cargo por Uso de Red (CUR).-*

**En relación con lo solicitado respecto de la continuidad y eventual ampliación de la protección a los sectores vulnerable**s, corresponde señalar que en el marco del presente proceso de Revisión Tarifaria Integral se ha contemplado la continuidad de la Tarifa Social Eléctrica como instrumento de protección orientado a usuarios en situación de vulnerabilidad socioeconómica. Asimismo, el diseño propuesto considera la evaluación de alternativas tendientes a mejorar el alcance y focalización del beneficio, procurando compatibilizar dicho objetivo con la sostenibilidad económica de la prestación del servicio.

**En relación con lo planteado respecto del Cargo por Uso de Red (CUR),** corresponde señalar que su funcionamiento debe analizarse de manera integral, en tanto dicho componente tarifario se encuentra vinculado a los costos asociados a la disponibilidad, capacidad, operación y mantenimiento de la red de distribución, los cuales no dependen exclusivamente del consumo de energía registrado en un mes determinado. En tal sentido, la utilización de un promedio de consumo de mayor amplitud temporal responde a la necesidad de representar de manera más adecuada el patrón de uso del sistema por parte de cada suministro y de morigerar los efectos de la estacionalidad propia del servicio eléctrico.

Bajo este criterio, el comportamiento del CUR no debe valorarse aisladamente en períodos puntuales de menor consumo, sino en su funcionamiento intertemporal, dado que la metodología adoptada procura evitar variaciones bruscas en la categorización tarifaria y otorgar mayor estabilidad a la asignación de los costos de red. En consecuencia, el diseño del CUR no responde a una lógica de penalización del usuario, sino a un criterio regulatorio orientado a reflejar de manera más razonable el uso del sistema y a distribuir los costos de distribución de forma más estable, transparente y consistente con la naturaleza del servicio.-

Dra. ADRIANA ISABEL ASCORES
JEFA DE UNIDAD GERENCIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN * ERSEPT *

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

2026.-

ERSEPT FOLIO Nº 405

**El Sr. José Ramón Vilte Grande manifestó**: *1) Observaciones respecto de la publicidad y accesibilidad de las fórmulas tarifarias aplicables; y 2) Consultas en relación con el tratamiento de las pérdidas técnicas y no técnicas dentro del esquema tarifario.-*

**En relación con lo manifestado respecto de las fórmulas tarifarias**, corresponde señalar que los criterios metodológicos, fórmulas y parámetros considerados en el marco de la presente Revisión Tarifaria Integral forman parte de la documentación técnica incorporada al expediente y de los anexos correspondientes, puestos a disposición conforme a los mecanismos institucionales y de publicidad aplicables al proceso. Sin perjuicio de la complejidad técnica propia de la regulación del servicio eléctrico, el diseño tarifario responde a criterios objetivos, verificables y auditables, establecidos de conformidad con el marco normativo vigente.-

**En cuanto al tratamiento de las pérdidas de energía,** corresponde distinguir entre pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas. Las pérdidas técnicas son aquellas que se originan en el propio funcionamiento físico de la red eléctrica, incluyendo el transporte y la transformación de la energía, y resultan inherentes a la prestación del servicio dentro de determinados parámetros de eficiencia, por lo que su tratamiento regulatorio contempla niveles eficientes de reconocimiento.-

Por su parte, las pérdidas no técnicas se vinculan con situaciones tales como fraude, conexiones irregulares, deficiencias de medición u otras contingencias evitables, por lo que su tratamiento regulatorio no puede implicar un reconocimiento irrestricto en tarifa y debe orientarse a incentivar su control y reducción por parte de la distribuidora. En tal sentido, el esquema tarifario procura reconocer únicamente aquellos costos que resultan eficientes y propios de la prestación del servicio, resguardando a los usuarios de la transferencia de ineficiencias operativas ajenas a una gestión razonable.-

**El Sr. Carlos Rubén González manifestó**: *1) Que el Valor Agregado de Distribución constituye el componente tarifario de jurisdicción provincial y que su expresión en factura se realiza a través del Cargo por Uso de Red (CUR); 2) Objeciones respecto del criterio de categorización tarifaria basado en el promedio móvil de consumo de los últimos doce (12) meses; y 3) Cuestionamientos específicos sobre la exclusión de consumos iguales a cero del cálculo del promedio y sobre la vinculación del CUR con el consumo del usuario.-*

En relación con lo manifestado, corresponde señalar, en primer término, que **el Valor Agregado de Distribución constituye efectivamente el componente tarifario bajo jurisdicción provincial y que su tratamiento resulta materia propia del presente proceso de Revisión Tarifaria Integral.** Su expresión en factura a través del Cargo por Uso de Red responde a una metodología orientada a asignar los costos propios de la actividad de distribución, los cuales se vinculan con la disponibilidad, capacidad, operación y mantenimiento de la red eléctrica y no dependen exclusivamente del consumo de energía registrado en un período puntual.-

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

**En segundo lugar, respecto del criterio de determinación del CUR sobre la base de un promedio móvil de consumo, corresponde indicar que dicha metodología procura representar de manera más adecuada el patrón de uso del sistema por parte de cada suministro a lo largo del tiempo,** morigerando los efectos de la estacionalidad y evitando

COPIA FIEL

cambios bruscos en la categorización tarifaria. En tal sentido, la clasificación en categorías sobre la base de consumos promediados no responde a un criterio discrecional, sino a una lógica regulatoria orientada a dotar de mayor estabilidad, previsibilidad y consistencia a la asignación de los costos de red.-

**En relación con la observación referida a la exclusión de consumos iguales a cero, corresponde señalar que en la presente Revisión Tarifaria Integral se ha previsto su revisión dentro del cálculo del promedio utilizado para la categorización tarifaria,** a fin de mejorar la representatividad del indicador y fortalecer la transparencia de la metodología aplicada.-

**Finalmente, en cuanto al planteo relativo a la vinculación del CUR con el consumo del usuario,** corresponde aclarar que dicho cargo no procura reflejar únicamente el consumo de energía de un mes determinado, sino el patrón de uso del sistema en una dimensión intertemporal, consistente con la naturaleza de los costos de distribución. En consecuencia, su fundamento regulatorio no radica en una lógica recaudatoria desvinculada del servicio, sino en la necesidad de asignar de manera razonable y estable los costos asociados a la red eléctrica entre las distintas categorías de usuarios.-

**El Sr. Hermenegildo García, en representación de FODECUS,** manifestó: 1) *Objeciones al Cargo por Uso de Red, por considerar que su diseño resulta perjudicial para los usuarios; 2) Cuestionamientos respecto de los conceptos incluidos en la factura del servicio eléctrico, solicitando que la boleta contenga únicamente los importes correspondientes al servicio; 3) Observaciones en torno al factor de potencia y su inclusión en factura; 4) La necesidad de mantener los subsidios y la Tarifa Social Eléctrica; y 5) Planteos vinculados al régimen de sanciones aplicable frente a incumplimientos de la distribuidora.-*

**En relación con lo manifestado respecto del Cargo por Uso de Red**, corresponde señalar que dicho componente tarifario responde a un criterio regulatorio orientado a asignar los costos propios de la actividad de distribución, los cuales se vinculan con la disponibilidad, capacidad, operación y mantenimiento de la red eléctrica y no dependen exclusivamente del consumo de energía registrado en un período puntual. En tal sentido, la metodología adoptada procura reflejar de manera más adecuada el patrón de uso del sistema por parte de cada suministro, morigerar los efectos de la estacionalidad y evitar cambios bruscos en la categorización tarifaria, promoviendo una asignación más estable y consistente de los costos de red entre usuarios.-

**En relación con los cuestionamientos formulados respecto de los conceptos incluidos en la factura del servicio eléctrico,** corresponde señalar que la conformación de la boleta y la inclusión de determinados ítems deben ajustarse al marco normativo vigente y a las disposiciones específicamente aplicables en la jurisdicción provincial. En tal sentido, este Ente Regulador se ha expedido sobre dicha cuestión en el ámbito de sus competencias, procurando resguardar la legalidad, claridad y debida identificación de los importes facturados al usuario.-

**Asimismo, respecto del planteo formulado en torno al factor de potencia,** corresponde indicar que se trata de un concepto vinculado a parámetros técnicos propios de la

Dra. ADRIANA ISABEL FLORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

COPIA FIEL

ENTE ÚNICO REGULADOR DE SERVICIOS PÚBLICOS DE TUCUMÁN * ERSEPT *

prestación del servicio eléctrico y del uso eficiente de la red, cuyo tratamiento se rige por los criterios técnicos y regulatorios previstos en la normativa vigente y en el régimen tarifario aplicable.-

**En lo referido al mantenimiento de subsidios y de la Tarifa Social Eléctrica,** corresponde señalar que en el marco del presente proceso de Revisión Tarifaria Integral se ha contemplado la continuidad de dicho instrumento como herramienta de protección destinada a usuarios en situación de vulnerabilidad socioeconómica.-

**Finalmente, en cuanto a los planteos vinculados al régimen de sanciones**, corresponde indicar que su aplicación se encuentra sujeta al marco regulatorio vigente y a las competencias específicas de control, fiscalización y sanción propias de este Ente Regulador.-

**El Sr. Francisco Nicolás Marcelo Rojas manifestó:** *1) Objeciones respecto del Cargo por Uso de Red (CUR); 2) Cuestionamientos en relación con el financiamiento del ERSEPT y la conveniencia de que el mismo provenga de rentas generales y no de cargos trasladados al usuario; 3) Observaciones respecto del cobro de la Tasa de Inspección y Control (TIC) en la factura; y 4) Planteos vinculados a la necesidad de mayor visibilidad y transparencia de las sanciones aplicadas a EDET S.A.*

**En lo que respecta al cuestionamiento formulado respecto del Cargo por Uso de Red (CUR),** corresponde señalar que dicho componente tarifario responde a un criterio regulatorio orientado a asignar los costos propios de la actividad de distribución, los cuales se vinculan con la disponibilidad, capacidad, operación y mantenimiento de la red eléctrica y no dependen exclusivamente del consumo de energía registrado en un período puntual. En tal sentido, la metodología adoptada procura reflejar de manera más adecuada el patrón de uso del sistema por parte de cada suministro, morigerar los efectos de la estacionalidad y evitar cambios bruscos en la categorización tarifaria, promoviendo una asignación más estable y consistente de los costos de red entre usuarios.

Por otra parte, en lo que refiere al **financiamiento del Ente Regulador de Servicios Públicos de Tucumán (ERSEPT)**, corresponde señalar que las fuentes de financiamiento del organismo se encuentran determinadas por la normativa legal vigente. En particular, la Ley Provincial N° 8.479 establece el régimen aplicable a la Tasa de Inspección y Control y/o Tasa de Regulación y Control, mientras que la Ley Provincial N° 6.608 dispone, en su artículo 63, que la Tasa de Inspección y Control (TIC), a cargo de los usuarios y percibida por la empresa prestataria en su carácter de agente de percepción, será equivalente al uno con cincuenta centésimos por ciento (1,50%) de los valores básicos de la tarifa, debiendo incorporarse como cargo específico en las facturas correspondientes al consumo de energía eléctrica.

En consecuencia, la inclusión de dicho concepto en factura responde a una previsión legal expresa, no siendo competencia de este Ente Regulador modificar, derogar o dispensar la aplicación de normas con rango legal válidamente sancionadas por el Poder Legislativo provincial. Cualquier revisión de dicho esquema deberá, por tanto, canalizarse a través de las vías institucionales correspondientes.

Dra. ADRIANA ISABEL TORRES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

COPIA FIEL

2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

Finalmente, **en cuanto a los planteos vinculados al régimen de sanciones y a la publicidad de las multas aplicadas a la distribuidora**, corresponde indicar que su aplicación y difusión se rigen por el marco regulatorio vigente y por las competencias específicas de control, fiscalización y sanción propias de este Ente Regulador.

**El Dr. Carlos Américo Ponce de León manifestó:** *1) La necesidad de excluir de la base tarifaria aquellos bienes que no se encuentren directamente afectados a la prestación del servicio o que no corresponda reconocer regulatoriamente, así como evitar metodologías que generen rentabilidades excesivas sobre activos obsoletos o totalmente amortizados; y 2) Que el Ente no debe reconocer en tarifa la totalidad de los costos declarados por la distribuidora, sino únicamente aquellos que resulten consistentes con una gestión eficiente.-*

**En atención a lo manifestado respecto de la Base de Capital,** corresponde señalar que el ERSEPT ha desarrollado, en el marco del presente proceso de Revisión Tarifaria Integral, una evaluación técnica específica de la Base de Capital Regulada bajo el criterio de Valor Nuevo de Reemplazo (VNR), incorporando el concepto de red adaptada. Ello implica que la valorización de los activos no replica mecánicamente la red existente ni los bienes históricamente informados por la concesionaria, sino que procura reflejar una configuración eficiente del sistema, consistente con la demanda proyectada, los estándares de calidad requeridos y las condiciones tecnológicas vigentes. En tal sentido, la metodología adoptada excluye ineficiencias asociadas a sobredimensionamientos, obsolescencias o decisiones de inversión no alineadas con criterios de eficiencia económica, y se orienta a reconocer únicamente aquellos activos efectivamente necesarios para una prestación eficiente del servicio público de distribución eléctrica.

**Asimismo, la determinación del requerimiento de ingresos y del Valor Agregado de Distribución no implica el reconocimiento automático de la totalidad de los bienes informados por EDET S.A.,** sino un análisis técnico destinado a delimitar la porción de activos regulatoriamente reconocible, ponderando su afectación al servicio, su pertinencia dentro de la metodología adoptada y su incidencia en una remuneración compatible con una prestación eficiente. Como criterio adicional de robustez, el ERSEPT complementó la estimación principal con análisis de consistencia mediante metodologías alternativas, a fin de validar la razonabilidad de los resultados obtenidos y evitar distorsiones derivadas del reconocimiento improcedente de bienes ajenos a la actividad regulada o que no corresponda considerar en la base tarifaria.

**En relación con lo señalado respecto del eventual reconocimiento de la totalidad de los costos declarados por la distribuidora,** corresponde indicar que la metodología aplicada para la determinación de los Costos de Explotación se sustenta en el enfoque de Empresa Modelo eficiente. En consecuencia, los costos reconocidos no surgen de la simple aceptación de los valores efectivamente incurridos o informados por la concesionaria, sino de una estimación normativa construida sobre la base del nivel de actividad regulado, requerimientos operativos razonables, criterios regulatorios explícitos y validaciones de consistencia. Bajo este enfoque, se reconocen únicamente aquellos costos prudentes y necesarios para operar, mantener, administrar y comercializar el servicio bajo estándares adecuados de calidad, con prescindencia de ineficiencias

Dr. ADRIAN ISABEL OLORES
VOCAL ADMINISTRATIVO
ERSEPT

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN * ERSEPT *



Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT



COPIA FIEL

particulares, estructuras societarias específicas o decisiones empresariales propias de la empresa real.-

En consecuencia, el esquema adoptado por el ERSEPT se encuentra orientado a resguardar los principios de eficiencia económica, razonabilidad tarifaria, prudencia regulatoria y protección de los usuarios, evitando tanto el reconocimiento automático de activos no pertinentes como el traslado a tarifa de costos que no resulten compatibles con una prestación eficiente del servicio. -

**El Sr. Sebastián Paz manifestó** *que no corresponde analizar la cuestión tarifaria de manera aislada del acceso real y de la calidad efectiva del servicio, y planteó que, en relación con los usuarios abastecidos mediante soluciones PERMER, debería contemplarse un plazo máximo para su evaluación y eventual conexión a la red convencional, salvo imposibilidades técnicas.-*

En relación con lo manifestado, corresponde señalar que el planteo referido al Programa de Energías Renovables en Mercados Rurales (PERMER), así como a las condiciones y plazos de eventual migración de usuarios abastecidos por dicho esquema hacia la red convencional, excede el objeto específico de análisis del presente informe de la Gerencia de Asuntos Económicos en el marco de esta Revisión Tarifaria Integral.-

Sin perjuicio de ello, se deja constancia de la observación formulada, a los fines que pudieran corresponder en el ámbito regulatorio y técnico pertinente.-

**El Dr. Guillermo Federico Anabia manifestó:** *1) Observaciones respecto de la utilización de consumos estimados y de promedios anuales en la facturación del servicio eléctrico; y 2) Cuestionamientos en torno a tasas y cargos adicionales incorporados en la factura.-*

**En atención a lo manifestado respecto de la utilización de consumos estimados en la facturación del servicio eléctrico**, corresponde señalar que su determinación y eventual aplicación se encuentran sujetas a las reglas técnicas y comerciales vigentes, debiendo limitarse a los supuestos previstos normativamente y resguardarse, en todos los casos, el principio de facturación fundada en registros de consumo efectivamente obtenidos. En tal sentido, este Ente Regulador ejerce sus competencias de control y verificación sobre los procedimientos aplicables, procurando resguardar la razonabilidad de su utilización y la adecuada información al usuario.-

**En relación con los cuestionamientos formulados respecto de tasas y cargos adicionales incorporados en la factura,** corresponde indicar que la inclusión de conceptos en la boleta del servicio eléctrico debe ajustarse al marco normativo vigente y a las disposiciones aplicables en la jurisdicción provincial. En tal sentido, este Ente Regulador se ha expedido sobre dicha cuestión en el ámbito de sus competencias, estableciendo las condiciones bajo las cuales determinados conceptos pueden resultar admisibles y exigiendo su debida identificación en la factura, con el objeto de resguardar la legalidad, claridad y transparencia de la información suministrada al usuario.-

**El Sr. Adelmo Rosello manifestó:** *1) Observaciones respecto del mecanismo de Consulta Pública Documentada aplicable a las actualizaciones del VAD, cuestionando su*

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE ÁREA SECRETARÍA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

ENTE ÚNICO REGULADOR DE SERVICIOS PÚBLICOS DE TUCUMÁN * ERSEPT *

COPIA FIEL



Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

*suficiencia para garantizar una adecuada participación ciudadana; 2) Objeciones a la estructura del régimen tarifario residencial, en particular a la cantidad de categorías aplicables al Cargo por Uso de Red; 3) Cuestionamientos al criterio de categorización basado en el promedio móvil de consumo, especialmente por la exclusión de consumos iguales a cero; 4) Observaciones en torno al factor de potencia; y 5) Planteos vinculados a la relación entre calidad del servicio y uniformidad del esquema tarifario dentro del área concesionada.-*

**En relación con lo manifestado respecto del mecanismo de Consulta Pública Documentada,** corresponde señalar que el mismo se encuentra previsto en el marco normativo vigente y que su instrumentación en el presente proceso se ha efectuado conforme a las disposiciones legales y reglamentarias aplicables. Sin perjuicio de ello, las observaciones formuladas sobre el diseño institucional del mecanismo de participación exceden el objeto específico del presente informe técnico de la Gerencia de Asuntos Económicos.-

**En lo referido a los cuestionamientos formulados sobre la estructura del régimen tarifario residencial y, en particular, sobre la cantidad de categorías aplicables al Cargo por Uso de Red,** corresponde señalar que este Ente Regulador ha evaluado técnicamente distintas alternativas de segmentación en el marco del presente proceso de Revisión Tarifaria Integral, considerando especialmente su incidencia sobre la asignación de costos, la equidad entre usuarios, la señal económica transmitida por la tarifa y la simplicidad operativa del esquema. Como resultado de dicho análisis, se ha adoptado un diseño tarifario orientado a reflejar de manera razonable el patrón de uso del sistema y la asignación de los costos de red, procurando al mismo tiempo resguardar criterios de transparencia, gradualidad y sostenibilidad regulatoria.-

**En relación con el criterio de determinación de la categoría tarifaria a partir del promedio móvil de consumo,** corresponde indicar que en el nuevo régimen tarifario propuesto se incorpora el valor cero al cálculo de dicha media móvil, adecuación metodológica que atiende al planteo vinculado con la dificultad de los usuarios para descender de categoría frente a reducciones efectivas de consumo. De este modo, la metodología adoptada procura reflejar de manera más adecuada el comportamiento reciente del suministro dentro de un criterio que continúa considerando su patrón integral de uso del sistema.-

**Asimismo, respecto de las observaciones formuladas en torno al factor de potencia,** corresponde indicar que se trata de un parámetro técnico propio del servicio eléctrico, vinculado al uso eficiente de la red y a la calidad de la demanda, cuyo tratamiento responde a criterios técnicos y regulatorios específicos previstos en la normativa vigente y en el régimen tarifario aplicable.-

**Finalmente, respecto de lo manifestado en torno a la vinculación entre la prestación del servicio y el esquema tarifario aplicable dentro del área concesionada,** corresponde señalar que el régimen tarifario se estructura sobre criterios generales y uniformes, mientras que las condiciones de calidad del servicio se encuentran reguladas de manera específica y sometidas a los mecanismos de control y fiscalización correspondientes.-

ENTE ÚNICO REGULADOR DE SERVICIOS PÚBLICOS DE TUCUMÁN * ERSEPT *

**2026.-**

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

**El Dr. Rodríguez de la Vega manifestó:** *1) Observaciones respecto de la calidad del servicio y del carácter central que reviste el Plan de Inversiones Obligatorias para su mantenimiento y mejora, cuestionando asimismo la forma en que dicho plan fue puesto a disposición y el nivel de detalle disponible para su análisis; y 2) Solicitó que el ERSEPT se expida acerca de la suficiencia de la presentación efectuada por la distribuidora en materia de transición energética.-*

**En relación con lo manifestado respecto del Plan de Inversiones Obligatorias,** corresponde señalar que el mismo constituye un componente relevante del presente proceso de Revisión Tarifaria Integral, en tanto se vincula con los objetivos de sostenibilidad, expansión y mejora del servicio. Su tratamiento dentro de la RTI no se limita a la consideración aislada de inversiones individuales, sino a la evaluación de su consistencia general con los estándares de calidad, las necesidades del sistema y los criterios regulatorios aplicables al período tarifario.-

**En cuanto a las observaciones vinculadas con la disponibilidad, nivel de detalle y análisis del plan,** corresponde indicar que tales cuestiones se encuadran en los mecanismos institucionales y técnicos propios del proceso regulatorio y exceden, en su tratamiento específico, el objeto del presente informe de la Gerencia de Asuntos Económicos. Sin perjuicio de ello, se deja constancia del planteo formulado.-

**En relación con lo manifestado en materia de transición energética,** corresponde señalar que se trata de un eje relevante de la evolución del sector eléctrico y de la planificación del sistema de distribución. En el marco de la presente RTI, dicho proceso se refleja en instrumentos y definiciones regulatorias vinculadas, entre otros aspectos, al régimen tarifario, la generación distribuida, la eficiencia energética y las señales económicas asociadas al uso de la red. No obstante, la valoración integral de la suficiencia técnica de las presentaciones específicas efectuadas por la distribuidora excede el objeto particular de este informe de GAE.

**El Sr. Mario Madariaga** manifestó *la necesidad de dar continuidad a la Tarifa Social Eléctrica, asegurando que el beneficio se destine efectivamente a los usuarios alcanzados y no a la distribuidora, y formuló observaciones en torno a los criterios de inclusión aplicables para su acceso.-*

En relación con lo manifestado, corresponde señalar que en el marco del presente proceso de Revisión Tarifaria Integral se **ha contemplado la continuidad de la Tarifa Social Eléctrica** como instrumento de protección destinado a usuarios en situación de vulnerabilidad socioeconómica. Asimismo, el esquema adoptado se sustenta en criterios de elegibilidad, validación y focalización orientados a asegurar que el beneficio alcance efectivamente a los usuarios que reúnen las condiciones previstas por la normativa vigente, sin configurar un reconocimiento a favor de la distribuidora ajeno a su finalidad social.-

**El Sr. Luis Esteban Álvarez,** en representación de ADDERA, manifestó *que los atrasos tarifarios, en contextos inflacionarios, pueden impactar negativamente sobre la operación y mantenimiento del servicio, con efectos sobre la cantidad y duración de los cortes, y*

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

COPIA FIEL

ENTE ÚNICO REGULADOR DE SERVICIOS PÚBLICOS DE TUCUMÁN * ERSEPT *

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

*sostuvo la necesidad de contar con mecanismos periódicos de actualización del Valor Agregado de Distribución (VAD) consistentes con la evolución de los costos.-*

En relación con lo manifestado, corresponde señalar que **el Valor Agregado de Distribución constituye el componente tarifario destinado a cubrir los costos propios de la actividad de distribución,** incluyendo los asociados a operación, mantenimiento, administración, comercialización y remuneración del capital reconocido regulatoriamente. En tal sentido, la adecuada correspondencia entre tarifa y costos eficientes de prestación reviste relevancia para la sostenibilidad económica del servicio y para el cumplimiento de los estándares de calidad exigibles.

No obstante, **la actualización del VAD no opera de manera automática ni irrestricta, sino en el marco de mecanismos regulatorios explícitos,** orientados a compatibilizar la sostenibilidad del servicio con la protección de los usuarios. En ese contexto, los mecanismos de monitoreo y actualización de costos deben aplicarse bajo criterios de eficiencia, transparencia, trazabilidad y razonabilidad regulatoria.

**Asimismo, corresponde destacar que el reconocimiento tarifario no implica el traslado pleno de cualquier variación de costos efectivamente observada por la distribuidora,** sino únicamente de aquellos componentes que resulten consistentes con una prestación eficiente del servicio y con el esquema regulatorio adoptado. En consecuencia, el objetivo del régimen tarifario es asegurar recursos compatibles con una prestación adecuada, sin trasladar a los usuarios costos improcedentes o incrementos que no se encuentren debidamente justificados.

Se deja constancia de que el presente informe no constituye una transcripción literal de las intervenciones formuladas en la Audiencia Pública Documentada, sino una síntesis de aquellos planteos que, por su contenido, guardan relación con materias propias de la competencia de la Gerencia de Asuntos Económicos ERSEPT, junto con las consideraciones técnicas y regulatorias correspondientes. Téngase presente.-

Que la totalidad de la documentación descripta anteriormente, se encuentra debidamente agregada al Expediente citado en el Visto en copias impresas y en soporte digital disponible para su consulta por parte de los interesados y accesible a través de la página oficial del Organismo **www.ersept.gob.ar.-**

Que se han producido los correspondientes informes técnicos de competencia, y dentro de lo dispuesto en la temativa abarcativa del R.T.I. Y el pertinente dictamen legal que en su parte pertinente se encuentra transcripto, y que en parte final aconseja: *"...Por todo lo expuesto, habiendo culminado el procedimiento de participación pública (Audiencia Pública del 05/01/2026) de conformidad a la normativa vigente, habiéndose dictaminado sobre planteo el nulificatorio incoado (rechazado por los fundamentos ut supra mencionados) analizados los antecedentes normativos del presente procedimiento, las exposiciones y aportes realizadas por las partes e interesados y con el correspondiente análisis técnico por parte de las áreas pertinentes del Organismo – Gerencia de Asuntos Económicos, Gerencia General y Gerencia de Energía Eléctrica – ERSEPT, esta Asesoría no encuentra obstáculos para que el Interventor en uso de las facultades conferidas por Ley, proceda a aprobar la Revisión Tarifaria Integral (RTI), correspondiente al periodo* **2026.-**

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN * ERSEPT *

COPIA FIEL

Ing. JOSE RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

*tarifario 2025-2030 y el Régimen Tarifario de EDET S.A. en todo el ámbito de la Provincia de Tucumán".-*

Que el presente acto administrativo; se dicta en uso de las facultades conferidas por la normativa vigente.-

Que mediante Decreto Acuerdo de Necesidad y Urgencia N° 3/1 y N° 4/1, ratificado por Ley N° 9755; se dispuso la Intervención del Ente Único de Control y Regulación de los Servicios Públicos de Tucumán.-

Por ello:

**EL SR INTERVENTOR DEL ENTE UNICO DE CONTROL Y REGULACION DE LOS SERVICIOS PUBLICOS PROVINCIALES DE TUCUMAN**

**RESUELVE:**

**ARTÍCULO 1°.-RECHAZAR** en todos sus términos, los planteos de nulidad interpuestos por las partes constituídas en el Procedimiento de Audiencia Publica Documentada, por los fundamentos expuestos en los considerandos, y tener por válidas todas las actuaciones cumplidas en el marco del referido procedimiento.-

**ARTICULO 2°.-RECHAZAR** la propuesta formulada por la Empresa de Distribucion Eléctrica de Tucuman SA (EDET SA) por los fundamentos expuestos en los informes técnicos agregados en el presente expediente.-

**ARTICULO 3°.-APROBAR** la Revisión Tarifaria Integral (RTI) de la Empresa de Distribucion Eléctrica de Tucuman SA (EDET SA), para el período de vigencia tarifario comprendido entre el 31 de Diciembre del 2025 y el 04 de Agosto del 2030, en los terminus de la Ley provincial N° 9.913 y atento a lo considerado.-

**ARTICULO 4°.-APROBAR** el **Regimen Tarifario** de la Empresa de Distribucion Eléctrica de Tucuman SA (EDET SA), en todo el ámbito de la provincial, para el período de vigencia tarifario comprendido entre el 31 de Diciembre del 2025 y el 04 de Agosto del 2030, contenido en el **ANEXO I** de esta Resolución, de la cual forma parte integrante; con vigencia para los consumos registrados a partir del 21 de abril del 2026.-

**ARTICULO 5°.-APROBAR** la **Metodología para la Redeterminación del Valor Agregado de Distribucion (VAD)** de la Empresa de Distribucion Eléctrica de Tucuman SA (EDET SA), contenido en el **ANEXO II** de esta Resolución, de la cual forma parte integrante. Y que contiene el Subanexo Técnico I"Matriz de Costos y Factores de Redeterminación"; y Subanexo Técnico II: "Producido de Referencia" y Subanexo Técnico III: "Evolucion del VAD".Con vigencia vigencia para los consumos registrados a partir del 21 de abril del 2026.-

**ARTICULO 6°.-APROBAR** el **Procedimiento para la Determinación del Cuadro Tarifario** de la Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán SA (EDET SA), contenido en el **ANEXO III** de esta Resolución, de la cual forma parte integrante.-

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN * ERSEPT *

COPIA FIEL

**2026.-**

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

**ARTICULO 7°.-APROBAR**, los nuevos valores del **Cuadro Tarifario de Referencia** de la empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán SA (EDET SA), contenida en el **ANEXO IV** de esta Resolución, de la cual forma parte integrante para el período de vigencia tarifario comprendido entre el 31 de Diciembre del 2025 y el 04 de Agosto del 2030, en los terminus de la Ley provincial N° 9.913 y atento a lo considerado. Y con aplicación a partir de las 00:00hs del día siguiente de la fecha de publicación de la presente Resolución en el Boletín Oficial de la Provincia de Tucuman.-

**ARTICULO 8°.-APROBAR**, los nuevos valores del **Cuadro Tarifario de Aplicación** de la empresa de Distribucion Eléctrica de Tucuman SA (EDET SA), contenido en el **ANEXO V** de esta Resolución, de la cual forma parte integrante; para el período de vigencia tarifario comprendido entre el 31 de Diciembre del 2025 y el 04 de Agosto del 2030, en los terminus de la Ley provincial N° 9.913 y atento a lo considerado. Y con aplicación a partir de las 00:00hs del día siguiente de la fecha de publicación de la presente Resolución en el Boletín Oficial de la Provincia de Tucumán.-

**ARTICULO 9°.- APROBAR**, los nuevos valores del **Cuadro Tarifario de Aplicación: Valores destinados a Inversiones Obligatorias de Distribucion;** de la empresa de Distribucion Eléctrica de Tucuman SA (EDET SA), contenido en el **ANEXO VI** de esta Resolución, de la cual forma parte integrante; para el período de vigencia tarifario comprendido entre el 31 de Diciembre del 2025 y el 04 de Agosto del 2030, en los terminus de la Ley provincial N° 9.913 y atento a lo considerado. Y con aplicación a partir de las 00:00hs del día siguiente de la fecha de publicación de la presente Resolución en el Boletín Oficial de la Provincia de Tucumán.-

**ARTICULO 10°.- APROBAR**, los nuevos valores del **Cuadro Tarifario de Aplicación: Beneficio Tarifa Social;** de la empresa de Distribucion Eléctrica de Tucuman SA (EDET SA), contenido en el **ANEXO VII** de esta Resolución, de la cual forma parte integrante; para el período de vigencia tarifario comprendido entre el 31 de Diciembre del 2025 y el 04 de Agosto del 2030, en los terminus de la Ley provincial N° 9.913 y atento a lo considerado. Y con aplicación a partir de las 00:00hs del día siguiente de la fecha de publicación de la presente Resolución en el Boletín Oficial de la Provincia de Tucumán.-

**ARTICULO 11°.- APROBAR**, los nuevos valores del **Cuadro Tarifario de Aplicación: Beneficio Electrodependientes -Provincial;** de la empresa de Distribucion Eléctrica de Tucuman SA (EDET SA), contenido en el **ANEXO VIII** de esta Resolución, de la cual forma parte integrante; para el período de vigencia tarifario comprendido entre el 31 de Diciembre del 2025 y el 04 de Agosto del 2030, en los terminus de la Ley provincial N° 9.913 y atento a lo considerado. Y con aplicación a partir de las 00:00hs del día siguiente de la fecha de publicación de la presente Resolución en el Boletín Oficial de la Provincia de Tucumán.-

**ARTICULO 12°.- APROBAR**, los nuevos valores del **Cuadro Tarifario de Aplicación: Beneficio Entidades Sistema Nacional Bomberos Voluntarios;** de la empresa de Distribucion Eléctrica de Tucuman SA (EDET SA), contenido en el **ANEXO IX** de esta Resolución, de la cual forma parte integrante; para el período de vigencia tarifario comprendido entre el 31 de Diciembre del 2025 y el 04 de Agosto del 2030, en

Cra. CARMEN MARIEL CASTRO
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN * ERSEPT *

COPIA FIEL

los terminus de la Ley provincial N° 9.913 y atento a lo considerado. Y con aplicación a partir de las 00:00hs del día siguiente de la fecha de publicación de la presente Resolución en el Boletín Oficial de la Provincia de Tucumán.-

**ARTICULO 13°.- APROBAR**, los nuevos valores del **Cuadro Tarifario de Aplicación: Generación Distribuída;** de la empresa de Distribucion Eléctrica de Tucuman SA (EDET SA), contenido en el **ANEXO X** de esta Resolución, de la cual forma parte integrante; para el período de vigencia tarifario comprendido entre el 31 de Diciembre del 2025 y el 04 de Agosto del 2030, en los terminus de la Ley provincial N° 9.913 y atento a lo considerado. Y con aplicación a partir de las 00:00hs del día siguiente de la fecha de publicación de la presente Resolución en el Boletín Oficial de la Provincia de Tucumán.-

**ARTICULO 14°.-APROBAR**, los nuevos valores del **Cuadro Tarifario de Referencia** de la empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán SA (EDET SA), contenida en el **ANEXO XI** de esta Resolución, de la cual forma parte integrante para el período de vigencia tarifario comprendido entre el 31 de Diciembre del 2025 y el 04 de Agosto del 2030, en los terminus de la Ley provincial N° 9.913 y atento a lo considerado. Y con aplicación a partir de las 00.00hs del día 15/05/2026.-

**ARTICULO 15°.-APROBAR**, los nuevos valores del **Cuadro Tarifario de Aplicación** de la empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán SA (EDET SA), contenida en el **ANEXO XII** de esta Resolución, de la cual forma parte integrante para el período de vigencia tarifario comprendido entre el 31 de Diciembre del 2025 y el 04 de Agosto del 2030, en los terminus de la Ley provincial N° 9.913 y atento a lo considerado. Y con aplicación a partir de las 00.00hs del día 15/05/2026.-

**ARTICULO 16°.-APROBAR**, los nuevos valores del **Cuadro Tarifario de Aplicación: Valores Destinados a Inversiones Obligatorias de Distribución;** de la empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán SA (EDET SA), contenida en el **ANEXO XIII** de esta Resolución, de la cual forma parte integrante para el período de vigencia tarifario comprendido entre el 31 de Diciembre del 2025 y el 04 de Agosto del 2030, en los terminus de la Ley provincial N° 9.913 y atento a lo considerado. Y con aplicación a partir de las 00.00hs del día 15/05/2026.-

**ARTICULO 17°.-APROBAR**, los nuevos valores del **Cuadro Tarifario de Aplicación: Beneficio Electrodependientes-Provincial;** de la empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán SA (EDET SA), contenida en el **ANEXO XIV** de esta Resolución, de la cual forma parte integrante para el período de vigencia tarifario comprendido entre el 31 de Diciembre del 2025 y el 04 de Agosto del 2030, en los terminos de la Ley provincial N° 9.913 y atento a lo considerado. Y con aplicación a partir de las 00.00hs del día 15/05/2026.-

**ARTICULO 18°.-APROBAR**, los nuevos valores del **Cuadro Tarifario de Aplicación: Beneficio- Entidades Sistema Nacional Bomberos Voluntarios;** de la empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán SA (EDET SA), contenida en el **ANEXO XV** de esta Resolución, de la cual forma parte integrante para el período de vigencia tarifario comprendido entre el 31 de Diciembre del 2025 y el 04 de Agosto del 2030, en los

terminus de la Ley provincial N° 9.913 y atento a lo considerado. Y con aplicación a partir de las 00.00hs del día 15/05/2026.-

**ARTICULO 19.-APROBAR**, el marco general, dispositivo, alcance y normas complementarias, dispuesta en el **"Manual de Contabilidad Regulatoria"** contenido en el **ANEXO XVI** de esta Resolución, de la cual forma parte integrante. Para el período de vigencia tarifario comprendido entre el 31 de Diciembre del 2025 y el 04 de Agosto del 2030, en los terminus de la Ley provincial N° 9.913 y atento a lo considerado.-

**ARTICULO 20.-APROBAR**, el "**tratamiento Regulatorio de los Esquemas de Abastecimiento fuera del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)**", conforme al esquema de plazos allí dispuestos. Contenido en el **ANEXO XVII** de esta Resolución, de la cual forma parte integrante. Para el período de vigencia tarifario comprendido entre el 31 de Diciembre del 2025 y el 04 de Agosto del 2030, en los terminus de la Ley provincial N° 9.913 y atento a lo considerado.-

**ARTICULO 21°.-APROBAR**, el **"Marco Regulatorio Para el Tratamiento de los Ingresos Derivados de Actividades No Reguladas"** Desarrolladas por la Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán SA (EDET SA), contenido en el **ANEXO XVIII** de esta Resolución, de la cual forma parte integrante. Para el período de vigencia tarifario comprendido entre el 31 de Diciembre del 2025 y el 04 de Agosto del 2030, en los terminus de la Ley provincial N° 9.913 y atento a lo considerado.-

**ARTICULO 22°.-APROBAR** el "**Regimen de Tarifa Social Eléctrica, Parámetros de Aplicacion y Financiamiento**" con criterios objetivos de elegibilidad, herramientas técnicas de focalización y un mecanismo explícito de financiamiento dentro del VAD. Procurando mejorar la consistencia del padrón, fortalecer la sostenibilidad del esquema y preservar la protección tarifaria de los hogares vulnerables en condiciones compatibles con la estabilidad del sistema regulatorio. Contenido en el **ANEXO XX** de esta Resolución, de la cual forma parte integrante. Para el período de vigencia tarifario comprendido entre el 31 de Diciembre del 2025 y el 04 de Agosto del 2030, en los terminus de la Ley provincial N° 9.913 y atento a lo considerado. Con vigencia de aplicación a partir de las 00:00hs del día siguiente a la publicación de la presente Resolución en el Boletín Oficial de la Provincia de Tucuman.-

**ARTICULO 23°.-APROBAR** el "**Regimen de Calidad del Servicio, Producto Técnico y Comercial. Sanciones**" del servicio de la Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán SA (EDET SA) contenido en el **ANEXO XX** de esta Resolución, de la cual forma parte integrante; y el Subanexo I "Áreas Urbanas"; Subanexo II "Reclamos de Producto Técnico en Suministro de Cliente" ; para el período de vigencia tarifario comprendido entre el 31 de Diciembre del 2025 y el 04 de Agosto del 2030, en los terminus de la Ley provincial N° 9.913 y atento a lo considerado.-

**ARTICULO 24°.-APROBAR** el **"Regimen de Extensión de Redes"** del servicio de la Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán SA (EDET SA) contenido en el **ANEXO XXI** de esta Resolución, de la cual forma parte integrante y el Anexo A "Modelo de Compromiso 2.1"; Anexo B "Modelo de Compromiso 2.1" ; para el período de vigencia

Cra. ADRIANA MARCELA OSORIO
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN * ERSEPT *

2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

tarifario comprendido entre el 30 de Diciembre del 2025 y el 04 de Agosto del 2030, en los terminus de la Ley provincial N° 9.913 y atento a lo considerado.-

**ARTICULO 25°.-APROBAR** el detalle del **"Plan de Inversiones Obligatorias"** del servicio de la Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán SA (EDET SA) establecido para el período de vigencia tarifario comprendido entre el 31 de Diciembre del 2025 y el 04 de Agosto del 2030, en los terminus de la Ley provincial N° 9.913 y atento a lo considerado; contenido en el **ANEXO XXII** de esta Resolución, de la cual forma parte integrante. Y con el objeto de mantener el equilibrio entre los recursos percibidos y las obligaciones establecidas en el marco de un proceso inflacionario, la Gerencia de Energía Eléctrica ERSEPT será la encargada de controlar la ejecución física de las obras y el cumplimiento de los valores físicos de los rubros/sub-rubros correspondientes a los ítems estipulados en la RTI. El control económico de cumplimiento del plan será efectuado por la Gerencia de Asuntos Económicos ERSEPT. Asimismo se establece que la Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán SA (EDET SA) deberá coordinar con el Ente Regulador a fin de disponer de un sistema informático (app) y/o equipo de georeferenciación portátil (GPS) a fin de agilizar la ubicación de cada proyecto/obra presentada para su inspección.-

**ARTICULO 26°.-APROBAR** el **"Programa de Eficiencia Energética"**, contenido en el **ANEXO XXIII** de esta Resolución, de la cual forma parte integrante, continuando vigente la normativa regulatoria en todo lo que no resulte incompatible con la presente Resolución, lo dispuesto por las Resoluciones ERSEPT N° 645/20 N° 837/23 y sus modificatorias. Con vigencia de aplicación a partir de las 00:00hs del día siguiente a la publicación de la presente Resolución en el Boletín Oficial de la Provincia de Tucuman.-

**ARTICULO 27°.-APROBAR** el **"Reglamento de las Modalidades y Condiciones Técnicas, Comerciales, Legales y Administrativas del Regimen de Fomento a la Generacion Distribuida de Energia Renovable integrada a la Red Eléctrica Pública"**, contenido en el **ANEXO XXIV** de esta Resolucion, de la cual forma parte integrante. Dispuesto en siete Capitulos y Subanexos: - FLUJOGRAMA DEL PROCEDIMIENTO ADMINISTRATIVO PARA EL TRATAMIENTO DE SOLICITUDES DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA BAJO LA FIGURA DE USUARIO-GENERADOR.- FORMULARIO I: SOLICITUD DE FACTIBILIDAD TÉCNICA.- FORMULARIO II: DECLARACIÓN JURADA PARA PUESTA EN SERVICIO DEL SISTEMA DE GENERACIÓN. - MODELO DE CONTRATO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA DISTRIBUIDA. El ANEXO XXIV "A" y el ANEXO XXIV "B"; para el período de vigencia tarifario comprendido entre el 30 de Diciembre del 2025 y el 04 de Agosto del 2030, en los terminus de la Ley provincial N° 9.913 y atento a lo considerado.-

**ARTICULO 28°.-DISPONER** que la Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán SA (EDET SA), deberá publicar los ANEXOS I, II, III, IV, V, VI, VII, VIII, IX, X, XI, XII, XIII, XIV y XV, de esta Resolucion durante 02 (dos) días en el diario de mayor circulacion de la provincia de Tucuman, debiendolo acreditar oportunamente.-

**ARTICULO 29°.-REGISTRESE, PUBLIQUESE** este acto en forma integral por 01 (un) día en el Boletín Oficial de la Provincia de Tucumán y en la página oficial del Organismo: **www.ersept.gob.ar a través del acceso digital: LINK:**

**2026.-**

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE JURIDICO SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT



COPIA FIEL

**RESOLUCION ERSEPT N° 240/26**

https://www.ersept.gob.ar/wp-content/recursos/respub/RE26_0240RTI.pdf
**Disponiendose que la publicación asi dispuesta tendrá carácter de notificación suficiente a los efectos legales.NOTIFIQUESE** a EDET SA y **ARCHIVESE.-**

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

# ANEXOS

# RESOLUCION ERSEPT

# RTI 2025-2030

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN
ERSEPT

Dra. ANDREINA ISABEL OSORIO
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT
COPIA FIEL

**2026.-**

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

## ANEXO I – RTI EDET SA 2025-2030

## RÉGIMEN TARIFARIO DE EDET SA

El presente Anexo contiene el Régimen Tarifario con vigencia en el período tarifario comprendido entre el 31 de Diciembre del 2025 y el 04 de Agosto del 2030, en los terminos de la Ley provincial N° 9.913 y atento a lo considerado.-

El Régimen Tarifario contenido en el Anexo 1 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 por Disponibilidad de Red ($/mes), crecientes, según los siguientes intervalos de consumo promedio:

| Energía promedio |
|---|
| 0 - 150 kWh/mes |
| 151 - 275 kWh/mes |
| 276 - 500 kWh/mes |
| más de 500 kWh/mes |

Estos cargos se aplicarán según el consumo promedio registrado en los documentos comerciales emitidos al cliente en los últimos 12 meses, incluyendo los períodos con consumo igual a cero (0) en dicho cálculo.

Se establece adicionalmente un (1) Cargo Variable aplicable a toda la energía consumida en cada período de facturación ($/kWh) y un (1) Cargo por consumo en exceso ($/kWh) aplicable a los clientes de consumos mayores según el valor que se defina en la oportunidad de determinación de los cuadros tarifarios de EDET S.A., no aplicable a los beneficiarios de la Tarifa Social.

### 1.1) Tarifa T1-RP (con medición de potencia)

2026.-

ING. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

COPIA FIEL

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

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) a los suministros de pequeñas demandas de uso residencial cuyo consumo supere 500 kWh/mes. El ERSEPT modificará los límites de consumos de energía antes mencionados, teniendo en cuenta la evolución de la demanda del sistema eléctrico y los objetivos de eficiencia energética que se definan para la jurisdicción y, 3) Suministros residenciales (categorías T1R y T1-RP), cuenten o no con medición de potencia, que incorporen sistemas de generación para autoabastecimiento con inyección de excedentes. Bajo el régimen de Generación Distribuida, estos usuarios deberán contar con un equipo de medición bidireccional para el registro de energía y potencia. Asimismo, se establece como requisito mandatorio que la conexión a la red de distribución sea 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.

Un cargo por consumo en exceso ($/kWh) aplicable a los clientes de consumos mayores según el valor que se defina en la oportunidad de determinación de los cuadros tarifarios de EDET S.A., no aplicable a los beneficiarios de la Tarifa Social.

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN * ERSEPT *

2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

Los valores correspondientes a los cargos señalados, serán los que se establezcan en los respectivos cuadros tarifarios.

En caso que el cliente tomará, 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 tomará, 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 prorrateo 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 por Disponibilidad de Red ($/mes), crecientes, según los siguientes intervalos de consumo promedio:

**Energía promedio**

0 - 150 kWh/mes.

151 - 300 kWh/mes.

301 - 1000 kWh/mes.

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, incluyendo los períodos con consumo igual a cero (0) en dicho cálculo.

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 cinco (5) estratos para determinar la aplicación de los Cargos por Disponibilidad de Red ($/mes), crecientes, según los siguientes intervalos de consumo promedio:

**Energía promedio**

0 - 150 kWh/mes

151 - 300 kWh/mes

301 - 1000 kWh/mes

1001 - 1100 kWh/mes

COPIA FIEL

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN ERSEPT

2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

FOLIO Nº 4024

más de 1100 kWh/mes

Estos cargos se aplicarán según el consumo promedio registrado en los documentos comerciales emitidos al cliente en los últimos 12 meses, incluyendo los períodos con consumo igual a cero (0) en dicho cálculo.

Se establece adicionalmente un (1) Cargo Variable aplicable a toda la energía consumida en cada período de facturación ($/kWh).

**2.1) 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) Suministros de Pequeñas Demandas de Uso General, incluyendo tanto a usuarios sin medición de potencia (T1G) como con medición de potencia (T1-GP), que instalen generación para autoabastecimiento con inyección de excedentes a la red. Bajo el régimen de Generación Distribuida, el sistema de medición deberá registrar energía y potencia en forma bidireccional, siendo obligatoria la conexión trifásica con la red de distribución.

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.

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

Las facturaciones por tal concepto, serán consideradas cuotas sucesivas de una misma obligación.

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN ERSEPT

2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

COPIA FIEL

El cliente no podrá utilizar ni la distribuidora estará obligada a suministrar potencias superiores a la convenida o definida. Si el cliente necesitara 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 tome, 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, facturando en consecuencia.

En caso que el cliente tomará, 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 suspender la prestación del servicio eléctrico.

Si la demanda máxima registrada en más del 30% del total del período de facturación dentro de un año calendario, superará 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.

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN
ERSEPT

2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

ERSEPT FOLIO N° 4025

**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**

**4.1 Cargo Fijo**

Establécese un cargo fijo mensual, adicional a los cargos por potencia, destinado a la recuperación de los costos asociados a la gestión comercial. Dicho cargo será aplicable con independencia de la existencia de consumo de energía.

**4.2 Capacidad de Suministro Equivalente**

La Capacidad de Suministro Equivalente (CSE) se determinará en función de las capacidades definidas para cada bloque horario, conforme se establece a continuación:

**Capacidad de Suministro en Ventana Crítica (CSVc):**

Se define como el mayor valor entre la Potencia Contratada en horas de Ventana Crítica (PCvc) y la Potencia Registrada Máxima en dichas horas (PRMvc).

**Capacidad de Suministro Fuera de Ventana Crítica (CSFvc):**

Se define como el mayor valor entre la Potencia Contratada en horas Fuera de Ventana Crítica (PCfvc) y la Potencia Registrada Máxima en dichas horas (PRMfvc).

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

COPIA FIEL

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

Para el período octubre–marzo (inclusive), la CSE será igual al mayor valor entre la Capacidad de Suministro en Ventana Crítica (CSVc) y la Capacidad de Suministro Fuera de Ventana Crítica (CSFvc).

A los efectos tarifarios, durante el período comprendido entre abril y septiembre, la CSE se determinará conforme el siguiente criterio:

i) Cuando la Capacidad de Suministro en Ventana Crítica (CSVc) sea mayor o igual que la Capacidad de Suministro Fuera de Ventana Crítica (CSFvc), la CSE será igual, nuevamente, al mayor valor entre la Capacidad de Suministro en Ventana Crítica (CSVc) y la Capacidad de Suministro Fuera de Ventana Crítica (CSFvc).

ii) Cuando la Capacidad de Suministro en Ventana Crítica (CSVc) sea menor que la Capacidad de Suministro Fuera de Ventana Crítica (CSFvc), la CSE será igual a la CSVc más un porcentaje de la diferencia entre la CSFvc y la CSVc, conforme el valor que determine el ERSEPT.

A partir de la entrada en vigencia de la presente resolución, se define como Ventana Crítica (VC) al horario de punta nominal del sistema, comprendido entre las 18:00 y las 23:00 horas. A partir del año 2027, en la fecha que determine el ERSEPT, dicho organismo, en coordinación con la Distribuidora, establecerá la franja horaria de la Ventana Crítica en función de las condiciones de máxima exigencia del sistema eléctrico, la cual deberá ser debidamente comunicada a los usuarios con la antelación que se establezca reglamentariamente.

**4.3 Modulación**

Para el período abril–septiembre, y a partir de la entrada en vigencia de la presente RTI, en los casos de modulación se mantendrán las potencias contratadas vigentes, salvo solicitud por parte del usuario, sin embargo, para nuevas contrataciones, la Capacidad de Suministro Equivalente potencia activa consumida (CSEac) no podrá ser inferior a 30 kW.

Asimismo, a partir del año 2027 —en la fecha que determine el ERSEPT— se establecerán los criterios regulatorios aplicables a la modulación, en función de los estudios técnicos correspondientes.

**4.4 Régimen Estacional y Gestión de la Demanda**

Los usuarios encuadrados en la Tarifa T4 cuya actividad corresponda al sector No Industrial—sin involucrar procesos de transformación, elaboración o manipulación de productos— podrán acceder al Régimen Estacional previsto en el Contrato de Concesión (Volumen II, Anexo I, Capítulo 6), conforme las siguientes condiciones:

a) Aquellos que registren la totalidad de sus demandas máximas en el período abril–septiembre podrán solicitar el beneficio, sujeto al cumplimiento de las condiciones establecidas en el citado régimen.

Dra. ADRIANA ISABEL LOSORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN * ERSEPT *

COPIA FIEL

2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

b) Aquellos que registren demandas máximas en el período octubre–marzo podrán acceder al beneficio siempre que, además de cumplir con las condiciones del régimen:

i. Implementen, cuando así lo requiera la Distribuidora y a exclusivo costo del cliente, un sistema de Autogestión de la Demanda que permita la limitación de carga; y

ii. Cumplan con las reducciones de demanda que se establezcan respecto de la Demanda Base, conforme los parámetros que determine el ERSEPT, y por requerimiento de la Distribuidora.

La falta de cumplimiento de las reducciones de demanda requeridas por la Distribuidora durante el período estival implicará la pérdida del beneficio para los períodos subsiguientes solicitados. El cumplimiento será verificado mediante el análisis de la curva de carga correspondiente al período de facturación.

El esquema de autogestión de la demanda será de aplicación a partir del año 2027, en la fecha que determine el ERSEPT, a fin de posibilitar la definición de los parámetros asociados a la Demanda Base y a la Demanda Excedente.

**4.5 Beneficio por Ventana Crítica**

A partir del año 2027 —en la fecha que determine el ERSEPT— se establecerá un beneficio tarifario para los usuarios de esta categoría que se comprometan a bajar su demanda, durante las horas definidas como Ventana Crítica (VC) en el período octubre–marzo.

**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 rijan 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.

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN
ERSEPT

COPIA FIEL

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

La aplicación del Régimen Estacional para la tarifa T5 se realizará de forma equivalente a lo estipulado para la tarifa T2 (según lo establecido en el Contrato de Concesión – Volumen II, Anexo 1, Capítulo 6). De igual manera, la tarifa T6 se regirá bajo un comportamiento equivalente al de la tarifa T4, siguiendo las disposiciones descritas en el citado Contrato de Concesión.

**6) Obras de Transporte**

En el marco de las previsiones del Artículo 9° 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 correspondiente de esta Resolución.

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

**8) Aplicación de la Tasa de Rehabilitación y Suspensión del Servicio**

Se aclara que, para los servicios encuadrados en las tarifas T4 y T6, la Distribuidora podrá, a partir del séptimo día corrido, contado desde la fecha de vencimiento de la factura, proceder a la suspensión extraordinaria del servicio. En tal caso, el cliente deberá abonar la correspondiente Tasa de Rehabilitación del Servicio, independientemente de que la suspensión se haya efectivizado o no.

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN * ERSEPT *

COPIA FIEL

**2026.-**

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

FOLIO N° 4021

Asimismo, conforme a lo establecido en el Reglamento General para la Prestación del Servicio Eléctrico, esta información deberá ser expresamente consignada en la factura.

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN ERSEPT

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

COPIA FIEL

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

## ANEXO II – RTI EDET S.A 2025 – 2030

## METODOLOGIA PARA LA REDETERMINACION DEL VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCION DE EDET S.A

El presente Anexo establece la metodología aplicable para la redeterminación del Valor Agregado de Distribución (VAD) de EDET S.A. durante el período tarifario 2025–2030, con el objeto de reflejar las variaciones en los precios de la economía sobre los costos propios de distribución reconocidos en la presente Revisión Tarifaria Integral, preservando la sostenibilidad económica del servicio y los incentivos a la eficiencia propios del esquema regulatorio adoptado.

La metodología aquí establecida se fundamenta en el marco regulatorio vigente, en particular en la Ley Nacional N° 24.065, las Leyes Provinciales N° 6.509 y N° 6.608, el Acta de Renegociación Integral (ARI) y los criterios metodológicos adoptados por el ERSEPT en la presente RTI. Su aplicación se realizará mediante una Matriz de Costos construida sobre la estructura de costos reconocida regulatoriamente, utilizando índices oficiales y reglas objetivas de actualización.

La Metodología de Ajuste de la Tarifa establecida en el Anexo N° 1 del Acta de Renegociación Integral (ARI) mantiene plena vigencia como marco regulatorio de referencia, con excepción de los aspectos expresamente modificados o complementados en el presente Anexo.

El ERSEPT garantizará la observancia de los principios de transparencia, objetividad, oportunidad y eficacia previstos en el marco normativo vigente, asegurando asimismo la participación de los usuarios a través del procedimiento de Consulta Pública Documentada previo a la aprobación de cada redeterminación del Valor Agregado de Distribución (VAD).

Periodicidad y meses de referencia

La redeterminación del Valor Agregado de Distribución (VAD) se efectuará en los meses de mayo y noviembre de cada año, determinando en cada instancia los valores aplicables a los dos trimestres del semestre siguiente, en concordancia con los períodos estacionales del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). Esta frecuencia procura mantener coherencia temporal entre la evolución de los costos propios de distribución y la dinámica de los restantes componentes del cuadro tarifario.

Dra. ADRIANA ISABEL DORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

A los fines de la aplicación del mecanismo, se definen como meses de referencia (mes *j*), en los términos establecidos en la Matriz de Costos, los siguientes:

| Mes de vigencia del VAD | Mes de referencia |
|---|---|
| Mayo | Febrero |
| Noviembre | Agosto |

COPIA FIEL

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN * ERSEPT *

2026.-

Ing. JOSE RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

El mes de referencia inicial para el presente período tarifario 2025–2030 será **abril de 2026**.

En forma excepcional, el ERSEPT podrá establecer la fecha de la primera revisión del VAD del período 2025–2030, en función de la entrada en vigencia del cuadro tarifario inicial aprobado sobre la base de dicho mes de referencia y de la disponibilidad de la información técnica y económica necesaria para la aplicación de la presente metodología.

Alcance de la actualización

A los fines de la redeterminación del Valor Agregado de Distribución (VAD), se considerarán como costos propios de distribución aquellos incluidos en la estructura de costos aprobada en el marco de la presente Revisión Tarifaria Integral y sintetizados en la Matriz de Costos correspondiente.

Dicha Matriz reflejará la incidencia relativa de cada componente sobre el costo total, así como las variables económicas que explican su comportamiento frente a las variaciones en los precios de la economía.

En cada proceso de actualización, la variación resultante del VAD será trasladada proporcionalmente a los parámetros de los costos propios de distribución definidos en la estructura tarifaria vigente.

Asimismo, dicha variación se aplicará en forma idéntica a los conceptos tarifarios vinculados a los Servicios de Suspensión y Rehabilitación del suministro y a los Derechos de Conexión, a fin de preservar la coherencia económica y técnica de los valores reconocidos.

El ajuste del VAD se efectuará sobre la variación de los costos directos de la prestación, extendiendo dicha variación a los costos indirectos e incorporando, cuando corresponda, las modificaciones verificadas en las alícuotas de impuestos, tasas y cargos considerados en el cálculo del VAD, con excepción de las variaciones derivadas del Impuesto a las Ganancias.

Inicio del proceso de revisión del VAD

Cada revisión semestral del Valor Agregado de Distribución (VAD) estará sujeta al cumplimiento de las condiciones habilitantes establecidas en el punto 3.2 "Condiciones Habilitantes para la Revisión del VAD" del apartado "II. Procedimiento de Ajuste Tarifario" del Anexo N° 1 del Acta de Renegociación Integral (ARI), en todo aquello que no resulte modificado por el presente Anexo.

El proceso de revisión podrá iniciarse de oficio por el ERSEPT o a solicitud fundada de la Distribuidora.

Verificada la condición habilitante, el ERSEPT dará inicio al procedimiento de análisis técnico y económico de la Matriz de Costos, en el marco de la Consulta Pública Documentada correspondiente, asegurando la participación de los usuarios y la publicidad de la información relevante.

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN * ERSEPT *

COPIA FIEL

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

Concluido dicho procedimiento, el ERSEPT resolverá sobre la procedencia y magnitud de la redeterminación del VAD y del cuadro tarifario resultante, mediante acto debidamente fundado.

A los efectos de asegurar la participación y el acceso a la información, la Distribuidora deberá comunicar oportunamente a los usuarios los fundamentos de la solicitud de ajuste del VAD y del cuadro tarifario, en cumplimiento de los principios de publicidad y transparencia que rigen la prestación del servicio público.

Ajuste del VAD por aplicación del Factor de Eficiencia

Durante el presente período tarifario, el Factor de Eficiencia (Factor X) se aplicará en la revisión correspondiente al mes de noviembre de cada año, sobre el Valor Agregado de Distribución resultante de la redeterminación efectuada conforme a la presente metodología.

Los valores del Factor X aplicables serán los siguientes:

| **Período** | **Factor X** |
|---|---|
| Año 2027 | 0,80% |
| Año 2028 | 0,80% |
| Año 2029 | 0,80% |
| Año 2030 | 0,80% |

La aplicación del Factor X tendrá por objeto trasladar a los usuarios las ganancias de productividad previstas en el marco del esquema regulatorio adoptado, sin alterar la lógica general de reconocimiento de las variaciones de precios captadas mediante la Matriz de Costos.

Matriz de Costos

La redeterminación del Valor Agregado de Distribución (VAD) se sustentará en una Matriz de Costos construida sobre la estructura de costos propia de distribución reconocida en la presente Revisión Tarifaria Integral. Dicha Matriz identifica los componentes del costo, su incidencia relativa en el costo total y los Factores de Redeterminación aplicables a cada uno de ellos, conforme a los índices oficiales definidos en el presente Anexo y en el Subanexo Técnico I.

Dra. ADRIANA ISABEL CISNEROS
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

Procedimiento para la redeterminación del valor del VAD

El procedimiento de ajuste del Valor Agregado de Distribución (VAD) y del Cuadro Tarifario, ante variaciones en los precios de la economía, se fundamenta en el proceso de redeterminación del valor de la Matriz de Costos descripto en la presente sección.

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN * ERSEPT *

COPIA FIEL

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

El valor del VAD correspondiente al mes de referencia $i$ se determinará conforme a la siguiente expresión:

**Ecuación 1**

$$VAD_i = CDIRECTO_i + CINDIRECTO_i$$

$$CDIRECTO_i = \sum_{k=1}^{23} C_{k,i}$$

$$CINDIRECTO_i = \sum_{k=24}^{26} C_{k,i}$$

Donde:

$CDIRECTO_i$: 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 $k = 23$.

$CINDIRECTO_i$: 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 $k = 24$ hasta $k = 26$.

$C_{k,i}$: Costo anual del componente $k$ de la Matriz de Costos en el mes $i$.

En cada oportunidad en que se determine la procedencia de la redeterminación del VAD a través de la Matriz de Costos, asociada a un mes de referencia $j$, se seguirá el procedimiento que se detalla a continuación:

**1)** Para la determinación de la incidencia de la variación de los precios de la economía en el valor del VAD, el costo de cada componente de la Matriz de Costos en el mes $j$ se establecerá conforme a la siguiente expresión:

**Ecuación 2**

$$C_{k,j} = C_{k,i} * \sum \frac{W_{n,k,i}}{100} * \frac{FR_{n,j}}{FR_{n,i}}$$

Donde:

$C_{k,j}$: Costo anual del componente $k$ de la Matriz de Costos en el mes $j$, en pesos.

$C_{k,i}$: Costo anual del componente $k$ de la Matriz de Costos en el mes de referencia $i$, en pesos.

$W_{n,k,i}$: Coeficiente de ponderación del 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:

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

COPIA FIEL
Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

**Ecuación 3**

$$CDIRECTO_j = \sum_{k=1}^{23} C_{k,j}$$

**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:

$FACTOR_j$: 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, con excepción de las variaciones en la alícuota del Impuesto a las Ganancias.

**4)** El valor del VAD correspondiente al mes *j*se establecerá a través de la expresión:

**Ecuación 5**

$$VAD_j = CDIRECTO_j + CINDIRECTO_j$$

**5)** 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 6**

$$W_{n,k,j} = \frac{\frac{FR_{n,j}}{FR_{n,i}} * W_{n,k,i}}{\sum_{n}^{1} \frac{FR_{n,j}}{FR_{n,i}} * \frac{W_{n,k,i}}{100}}$$

Los valores iniciales del VAD, sus componentes $C_{k,i}$y los coeficientes de ponderación $W_{n,k,i}$de cada Factor de Redeterminación $FR_{n,i}$ en cada componente, correspondientes al mes de referencia inicial **abril de 2026**, se incorporan en el Subanexo Técnico I – Matriz de Costos y Factores de Redeterminación.

Factores de Redeterminación utilizados en el cálculo de la Matriz de Costos

Los Factores de Redeterminación que explican el comportamiento de los componentes incluidos en la Matriz de Costos y permiten determinar su valor ante variaciones en los precios de la economía, junto con sus índices representativos, serán los siguientes:

**FR1:** Costo de la construcción nivel general – ICC Nivel General

Dra. ADRIANA ISABEL ONORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN * ERSEPT *

COPIA ERSEPT



Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

**FR2:** Costos de la construcción estructura – ICC Estructura

**FR3:** Costo de la construcción mano de obra – ICC Mano de Obra

**FR4:** Alquiler de la vivienda y gastos conexos – IPC NOA Alquiler de la vivienda y gastos conexos

**FR5:** Comunicación – IPC NOA Comunicación

**FR6:** Transporte – IPC NOA Transporte

**FR7:** Nivel General – IPIM NG

**FR8:** Prendas de materiales textiles – IPIM 18

**FR9:** Productos importados – IPIM I

**FR10:** Productos refinados del petróleo – IPIM 23

**FR11:** Sustancias plásticas y elastómeros – IPIM 2413

**FR12:** Productos de cerámica no refractaria para uso no estructural – IPIM 2691

**FR13:** Productos de minerales no ferrosos en formas básicas – IPIM 272

**FR14:** Herramientas de mano y artículos de ferretería – IPIM 2893

**FR15:** Máquinas y equipos – IPIM 29

**FR16:** Motores, generadores y transformadores eléctricos – IPIM 311

**FR17:** Aparatos de distribución y control eléctrico – IPIM 312

**FR18:** Conductores eléctricos – IPIM 313

**FR19:** Instrumentos de medición de servicios domiciliarios – IPIM 3312

**FR20:** Vehículos automotores – IPIM 341

**FR21:** Muebles y otros productos industriales – IPIM 36

**FR22:** Salarios Nivel General – ISNG

**FR23:** 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 $j-1$ e $i-1$, respectivamente. En caso de que alguno de los índices o factores precedentemente indicados fuera modificado, discontinuado o reemplazado, se utilizará el índice sustituto de naturaleza equivalente que permita preservar la continuidad metodológica del mecanismo.

Los meses de referencia de los Factores de Redeterminación para cada proceso de redeterminación del VAD serán los siguientes:

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN
ERSEPT

COPIA FIEL

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

| Mes de vigencia del VAD | Mes de referencia |
|---|---|
| Mayo | Febrero |
| Noviembre | Agosto |
| Mes de referencia inicial | Abril de 2026 |

Determinación del VAD y del Cuadro Tarifario para un semestre

Para la determinación de los valores del VAD a aplicar en los Cuadros Tarifarios correspondientes a los dos trimestres comprendidos dentro del semestre objeto de revisión, se seguirá el siguiente procedimiento:

a) Determinar la Matriz de Costos correspondiente al mes más próximo que permitan los datos publicados por el INDEC ("$m-3$"), siendo $m$ el primer mes del semestre y constituyendo dicho valor la referencia de la Matriz del apartado anterior.

b) Proyectar el valor de la Matriz para los meses del semestre aplicando la información publicada por el Banco Central de la República Argentina en su informe de Relevamiento de Expectativas de Mercado (REM), o en un indicador de similares características en caso de no encontrarse disponible el indicado.

La determinación de los valores del VAD aplicables a cada trimestre del semestre revisado se realizará de acuerdo con las siguientes expresiones:

**Ecuación 7.a: VAD del 1° trimestre del semestre revisado**

$$VAD_{T1}^{\text{Sancionado}} = \frac{\left(\sum_{p=0}^{2} V\,AD_{m+p}\right) + \Delta VAD_{T1-3}}{3}$$

**Ecuación 7.b: VAD del 2° trimestre del semestre revisado**

$$VAD_{T2}^{\text{Sancionado}} = \frac{\left(\sum_{p=3}^{5} V\,AD_{m+p}\right) + \Delta VAD_{T2-3}}{3}$$

**Donde**

$$VAD_m = VAD_j \cdot (1 + REM_IPC_{m-2}) \cdot (1 + REM_IPC_{m-1}) \cdot (1 + REM_IPC_m)$$
$$VAD_{m+p} = VAD_{(m+p)-1} \cdot (1 + REM_IPC_{m+p}), \text{para } p = 1, \ldots, 5$$
$$\Delta VAD_{Ti-3} = VAD_{Ti-3}^{\text{Real}} - \widehat{VAD}_{Ti-3}^{\text{Estimado}}$$
$$\widehat{VAD}_{Ti-3}^{\text{Estimado}} = VAD_{Ti-3}^{\text{Sancionado}} - \Delta VAD_{Ti-6}$$

**Definiciones**

$VAD_j$: valor correspondiente a la Matriz de Costos del mes de referencia $j$ (febrero o agosto).

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN * ERSEPT *

COPIA FIEL

Ing. JOSE RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

$VAD_{m+p}$: estimación del VAD para cada mes proyectado.

$REM_IPC_j$: valor correspondiente a la mediana de la variación de precios minoristas (IPC nivel general – Nacional; INDEC) publicada en el Relevamiento de Expectativas de Mercado (REM) del Banco Central de la República Argentina, o en un indicador de similares características en caso de no encontrarse disponible.

$\Delta VAD_{Ti-3}$: diferencia, en pesos, entre el valor de la Matriz de Costos calculada para cada mes del trimestre $Ti-3$ y el valor estimado de VAD aplicado en los Cuadros Tarifarios de los respectivos trimestres, sin considerar el reconocimiento de diferencias anteriores en dicho trimestre.

$VAD_{Ti-3}^{\text{Real}}$: valor promedio real calculado con la Matriz de Costos para el trimestre $Ti-3$.

El ERSEPT podrá determinar, de manera excepcional, la fecha de realización de la primera revisión del VAD, en función de la entrada en vigencia del cuadro tarifario inicial aprobado y de la disponibilidad de la información necesaria para la aplicación de la presente metodología.

Matriz de Costos de referencia

La Matriz de Costos de referencia, los componentes que la integran, sus ponderadores y la correspondencia entre cada componente y los Factores de Redeterminación aplicables se incorporan en el **Subanexo Técnico I – Matriz de Costos y Factores de Redeterminación**, que forma parte integrante del presente Anexo. La Matriz estará compuesta por veintiseis (26) componentes, de los cuales los componentes 1 a 23 corresponden a costos directos y los componentes 24 a 26 a costos indirectos.

Ajuste estructural del Índice Representativo de los Costos Directos de la Prestación (IRCP)

En cada mes $j$ en el que se aplique un ajuste en el Cuadro Tarifario por redeterminación del VAD, los coeficientes del Índice Representativo de los Costos Directos de la Prestación (IRCP), definidos en el marco regulatorio vigente y recalculados sobre la base de la Matriz de Costos redeterminada, se determinarán conforme a las siguientes expresiones:

**Ecuación 8**

$$W_{A,j} = \left[\sum_{n=7}^{21}\sum_{k=1}^{26}(W_{n,k,j} * P_{k,j})/100\right] * \frac{VAD_j}{CDIRECTO_j}$$

$$W_{B,j} = \left[\sum_{n=1}^{3}\sum_{k=1}^{26}(W_{n,k,j} * P_{k,j})/100\right] * \frac{VAD_j}{CDIRECTO_j}$$

Dra. ADRIANA [illegible]
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA HUMANOS
ERSEPT

COPIA FIEL

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN ERSEPT



Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

$$W_{C,j} = \left[\sum_{n=4}^{6}\sum_{k=1}^{26}(W_{n,k,j} * P_{k,j})/100\right] * \frac{VAD_j}{CDIRECTO_j}$$

$$W_{D,j} = \left[\sum_{n=23}^{23}\sum_{k=1}^{26}(W_{n,k,j} * P_{k,j})/100\right] * \frac{VAD_j}{CDIRECTO_j}$$

$$W_{E,j} = \left[\sum_{n=22}^{22}\sum_{k=1}^{26}(W_{n,k,j} * P_{k,j})/100\right] * \frac{VAD_j}{CDIRECTO_j}$$

Donde:

$$P_{k,j} = \frac{C_{k,j}}{\sum_{k=1}^{26} C_{k,j}} * 100$$

y $P_{k,j}$ representa el porcentaje de participación del costo de cada componente $k$ en el VAD ajustado en el mes $j$, en el que se aplica un ajuste en el Cuadro Tarifario.

Los valores resultantes correspondientes a la matriz de referencia inicial serán los siguientes:

$$W_{A,i} = 0{,}324$$

$$W_{B,i} = 0{,}241$$

$$W_{C,i} = 0{,}026$$

$$W_{D,i} = 0{,}010$$

$W_{E,i} = 0{,}399$.

JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN ERSEPT

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

FOLIO Nº 4032

**Subanexo Técnico I – Matriz de Costos y Factores de Redeterminación**

Objeto

El presente Subanexo contiene la Matriz de Costos de referencia aplicable al mecanismo de redeterminación del Valor Agregado de Distribución (VAD), así como los Factores de Redeterminación correspondientes a cada componente, sus ponderadores y la identificación de los índices oficiales utilizados para su actualización.

Alcance

La Matriz de Costos constituye la herramienta operativa central del mecanismo de actualización previsto en el Anexo II – Metodología para la Redeterminación del Valor Agregado de Distribución de EDET S.A. Su finalidad es estimar la variación del costo de prestación del servicio ante cambios en los precios de la economía, utilizando índices oficiales y públicos del Instituto Nacional de Estadística y Censos (INDEC) y del Banco Central de la República Argentina (BCRA).

Cada componente del VAD se asocia a uno o más índices representativos, conforme a la naturaleza de los insumos involucrados. Los ponderadores reflejan la participación relativa de cada componente en la estructura de costos reconocida regulatoriamente y constituyen la base para la aplicación de las ecuaciones de redeterminación previstas en el Anexo principal.

Estructura de la Matriz de Costos

La Matriz de Costos de referencia se compone de veintisiete (26) componentes, de los cuales:

los componentes **1 a 23** corresponden a **costos directos de la prestación**;

los componentes **24 a 26** corresponden a **costos indirectos de la prestación**.

Los componentes de la Matriz, sus ponderadores, los Factores de Redeterminación aplicables a cada uno de ellos y su valor base correspondiente al mes de referencia inicial se incorporan en la tabla de Matriz de Costos que integra el presente Subanexo.

El mes de referencia inicial de la Matriz de Costos será **abril de 2026**. En consecuencia, los valores base de los componentes, así como sus ponderadores, deberán quedar expresados con referencia a dicho mes.

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

COPIA FIEL

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN * ERSEPT *

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

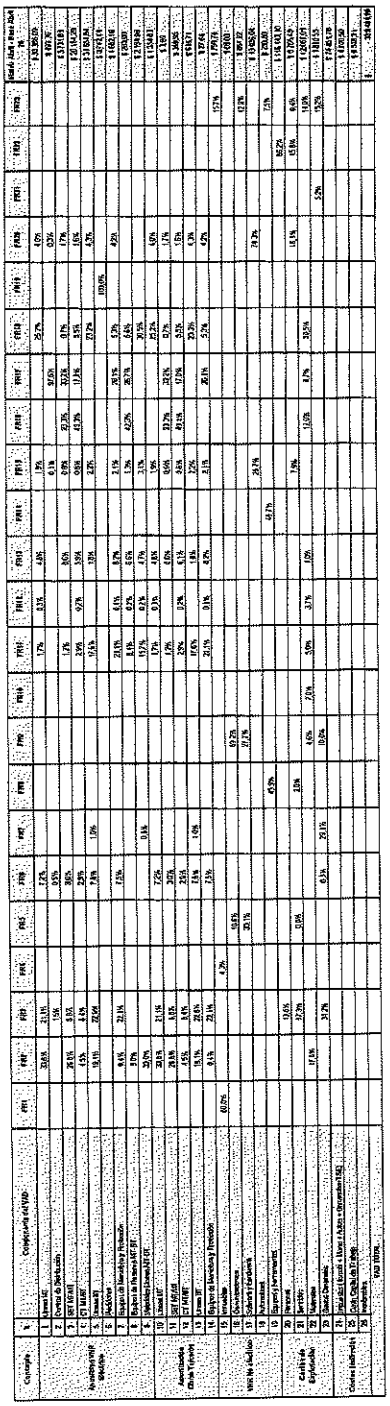
**ERSEPT**

*Ente Único de Control y Regulación de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán*

GOBIERNO DE TUCUMÁN

**RESOLUCION ERSEPT N°** 240/26

**Valor Agregado de Distribución con vigencia a partir del 21/04/2026**



ENTE ÚNICO REGULADOR DE SERVICIOS PÚBLICOS DE TUCUMÁN * ERSEPT *

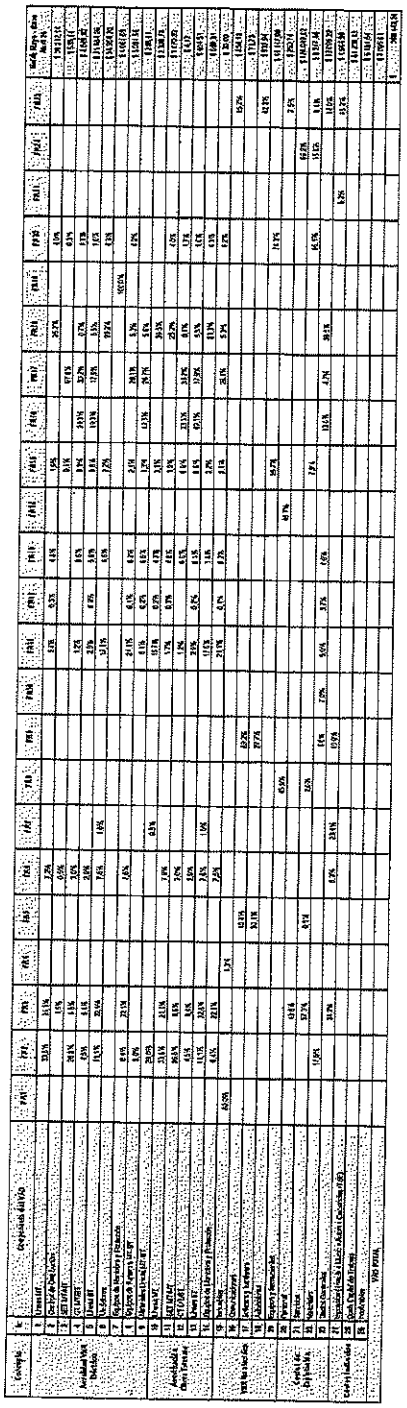
Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
VOCAL DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

2026.-

FOLIO N° 4033

**Valor Agregado de Distribución con vigencia a partir del 15/05/2026**



ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN * ERSEPT *

Dra. ADRIANA ISABEL OPORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

COPIA FIEL

2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

**Descriptiva Matriz de Costos**

| Categoría del VAD | Componentes representativos | Índices o Factores de Redeterminación (FR) | Fuente oficial | Descripción del índice |
|---|---|---|---|---|
| **1. Infraestructura eléctrica y obras** | Redes de media y baja tensión, estaciones transformadoras, obras de ampliación y mantenimiento | ICC – Nivel General / ICC – Estructura / IPIM – Productos manufacturados / IPIM – Máquinas y equipos | INDEC | Refleja la variación en los precios de la construcción eléctrica y materiales de obra. |
| **2. Equipamiento eléctrico** | Transformadores, conductores, tableros, instrumental de medición, herramientas eléctricas | IPIM – Motores, generadores y transformadores eléctricos / IPIM – Conductores eléctricos / IPIM – Aparatos de distribución y control / IPIM – Instrumentos de medición / IPIM – Herramientas de mano y artículos de ferretería | INDEC | Capta la evolución de precios de bienes industriales específicos del sector eléctrico. |
| **3. Materiales y suministros generales** | Combustibles, lubricantes, repuestos, materiales de oficina, productos de limpieza, mobiliario | IPIM – Combustibles refinados / IPIM – Muebles y otros productos industriales / IPIM – Productos plásticos y de madera / IPC NOA – Bienes y servicios varios | INDEC | Representa la variación de precios de bienes intermedios y de consumo corriente. |
| **4. Mano de obra** | Sueldos, cargas sociales, beneficios laborales, seguros y capacitación | Índice de Salarios Nivel General (ISNG) / ICC – Mano de Obra | INDEC | Mide la evolución de la remuneración laboral promedio del sector formal. |
| **5. Servicios contratados** | Servicios profesionales, mantenimiento, vigilancia, limpieza, alquileres | IPC NOA – Alquiler de la vivienda y gastos conexos / IPC NOA – Comunicación / IPC NOA – Transporte / IPIM – Servicios | INDEC | Reproduce las variaciones de precios de los servicios operativos y administrativos. |

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE UNIDAD ADMINISTRATIVA
ERSEPT

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN * ERSEPT *

2026.-

Ing. JOSE RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| | | profesionales y técnicos | | |
| **6. Gastos comerciales y administrativos** | Lectofacturación, cobranza, sistemas informáticos, papelería, software | IPIM – Papel y productos de papel / IPIM – Impresiones y reproducción de grabaciones / IPC NOA – Comunicación | INDEC | Capta los movimientos de precios en servicios de apoyo a la gestión y comunicación. |
| **7. Impuestos, tasas e incobrables** | Tasas municipales, impuestos inmobiliarios y automotores, incobrabilidad promedio | Variación proporcional al VAD actualizado (factor K) | ERSEPT | Ajuste indirecto asociado al cambio global de los ingresos reconocidos. |
| **8. Costos financieros y capital de trabajo** | Financiamiento CAMMESA, intereses fiscales, servicios bancarios | Tipo de Cambio nominal (BCRA) / IPC – Nivel General / Tasa de Política Monetaria (referencia) | BCRA / INDEC | Refleja el impacto de la variación cambiaria y de precios sobre el capital de trabajo. |

Factores de Redeterminación

Los Factores de Redeterminación aplicables a los componentes de la Matriz de Costos serán los definidos en el Anexo, identificados como **FR1 a FR23**, y representarán la evolución de los principales precios e índices vinculados a la prestación del servicio, incluyendo costos de construcción, equipamiento, insumos industriales, salarios y tipo de cambio.

La asignación de dichos factores a cada componente deberá respetar los ponderadores establecidos en la Matriz de Costos de referencia y será utilizada para la actualización de cada componente conforme al procedimiento previsto en las ecuaciones de redeterminación del VAD.

Actualización de los Factores de Redeterminación

Los Factores de Redeterminación se actualizarán mensualmente conforme a la información publicada por los organismos oficiales competentes. En caso de que alguno de los índices fuera modificado, discontinuado o reemplazado, el ERSEPT adoptará el índice sustituto de naturaleza equivalente que permita preservar la continuidad de la serie y la consistencia metodológica del mecanismo.

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

COPIA FIEL

Ente Único Regulador de Servicios Públicos de Tucumán * ERSEPT *

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

Cuando corresponda, la utilización de índices sustitutos deberá fundarse en criterios de equivalencia técnica, trazabilidad y razonabilidad regulatoria.

Revisión de la Matriz

La Matriz de Costos será revisada en cada proceso de Revisión Tarifaria Integral, a fin de reflejar la estructura de costos reconocida regulatoriamente y las ponderaciones derivadas de los estudios técnicos aprobados para el período correspondiente.

Sin perjuicio de ello, durante la vigencia del período tarifario, la Matriz mantendrá su estructura y ponderadores base, salvo los ajustes que resulten de la propia aplicación de la metodología de redeterminación prevista en el Anexo correspondiente.

Publicidad y trazabilidad

Los resultados de cada redeterminación del VAD, junto con la información correspondiente a los índices utilizados, los valores aplicados y, en su caso, los ajustes practicados sobre la Matriz de Costos, deberán incorporarse en los antecedentes técnicos de la Consulta Pública Documentada que se sustancie para cada revisión. Ello a fin de garantizar la trazabilidad, replicabilidad y publicidad del mecanismo.

Integración

Forman parte integrante del presente Subanexo:

la **Tabla de Matriz de Costos de referencia**, con identificación de los 26 componentes, sus ponderadores y los Factores de Redeterminación aplicables;

y, en su caso, los valores resultantes del ajuste estructural del IRCP vinculados a la matriz de referencia inicial.

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN * ERSEPT *

Dra. ADRIANA ISABEL FLORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

COPIA FIEL

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

**Subanexo Técnico II – Producido de Referencia**

Se presenta el Producido Físico de Referencia, que corresponde a los datos físicos de facturación de EDET S.A. del período Enero/2024 – Diciembre/2024.

**Producido de Referencia: N° de Usuarios Facturados (Períodos Equivalentes), Energía (GWh) y Capacidad de Suministro (MW)**

| Categoría | Concepto | Total 2024 |
|---|---|---|
| **T1R – Residencial** | Total períodos equivalentes | 6.310.737 |
| | CUR1 – sin TSE | 1.490.827 |
| | CUR2 – sin TSE | 1.174.834 |
| | CUR3 – sin TSE | 990.853 |
| | CUR4 – sin TSE | 402.393 |
| | CUR1 – con TSE | 604.443 |
| | CUR2 – con TSE | 712.132 |
| | CUR3 – con TSE | 665.828 |
| | CUR4 – con TSE | 269.427 |
| | Energía total (GWh) | 1.666,45 |
| | N1 (GWh) | 215,84 |
| | N2 Base (GWh) | 914,89 |
| | N2 Excedente (GWh) | 260,82 |
| | N3 Base (GWh) | 174,82 |
| | N3 Excedente (GWh) | 100,08 |
| | Exceso consumo >750 kWh/mes (GWh) | 53,88 |
| **T1RC – Residencial Colectiva** | Total períodos equivalentes | 5.290 |
| | CUR1 | 2.468 |
| | CUR2 | 1.308 |
| | CUR3 | 1.077 |

Dra. ADRIANA ISABEL ASORES
JEFA DE DESPACHO SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN * ERSEPT *

COPIA FIEL

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

| | | |
|---|---|---|
| | CUR4 | 437 |
| | Energía (GWh) | 1,73 |
| **T1G – General BT** | Total períodos equivalentes | 561.671 |
| | CUR1 | 217.014 |
| | CUR2 | 104.672 |
| | CUR3 | 161.911 |
| | CUR4 | 9.455 |
| | CUR5 | 68.619 |
| | Energía (GWh) | 295,19 |
| **T2 – Medianas Demandas** | Total períodos equivalentes | 41.281 |
| | Energía (GWh) | 178,67 |
| | Potencia (MW) | 1.048,94 |
| | Estacionalidad (MW) | -0,9 |
| **T3 – Alumbrado Público** | Total períodos equivalentes | 77.136 |
| | Energía (GWh) | 101,33 |
| **T4B – Grandes Demandas BT** | Total períodos equivalentes | 11.378 |
| | Usuarios <300 kW | 11.239 |
| | Usuarios ≥300 kW | 139 |
| | Energía total (GWh) | 198,83 |
| | Pico <300 (GWh) | 38,84 |
| | Resto <300 (GWh) | 116,52 |
| | Valle <300 (GWh) | 35,62 |
| | Pico ≥300 (GWh) | 1,44 |
| | Resto ≥300 (GWh) | 4,93 |
| | Valle ≥300 (GWh) | 1,48 |
| | Potencia <300 (MW) | 1.085,27 |
| | Potencia ≥300 (MW) | 52,24 |

Dra. ADRIANA ISABEL UGORES
JEFA DE UNIDAD ASESORÍA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN * ERSEPT *

COPIA FIEL

Ing. JOSE RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

FOLIO N° 4026

| | | |
|---|---|---|
| | Estacionalidad <300 (MW) | -39,4 |
| | Estacionalidad ≥300 (MW) | -2,31 |
| **T4M – Grandes Demandas MT** | Total períodos equivalentes | 2.268 |
| | Usuarios <300 kW | 1.379 |
| | Usuarios ≥300 kW | 889 |
| | Energía total (GWh) | 297,19 |
| | Pico <300 (GWh) | 11,52 |
| | Resto <300 (GWh) | 31,17 |
| | Valle <300 (GWh) | 10,44 |
| | Pico ≥300 (GWh) | 49,96 |
| | Resto ≥300 (GWh) | 138,9 |
| | Valle ≥300 (GWh) | 55,19 |
| | Potencia <300 (MW) | 230,31 |
| | Potencia ≥300 (MW) | 871,62 |
| | Estacionalidad <300 (MW) | -5,92 |
| | Estacionalidad ≥300 (MW) | -48,37 |
| **T5 - Medianas demandas Peaje** | Total períodos equivalentes | 44 |
| | Energía (GWh) | 0,36 |
| | Potencia (MW) | 2,2 |
| | Estacionalidad (MW) | 0 |
| **T6B – Grandes demandas Peaje BT** | Total períodos equivalentes | 38 |
| | Usuarios <300 kW | 38 |
| | Usuarios ≥300 kW | 0 |
| | Energía total (GWh) | 1,65 |
| | Pico <300 (GWh) | 0,37 |
| | Resto <300 (GWh) | 1,02 |
| | Valle <300 (GWh) | 0,26 |

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN * ERSEPT *

COPIA FIEL



Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

| | | |
|---|---|---|
| | Pico ≥300 (GWh) | 0 |
| | Resto ≥300 (GWh) | 0 |
| | Valle ≥300 (GWh) | 0 |
| | Potencia <300 (MW) | 5,43 |
| | Potencia ≥300 (MW) | 0 |
| | Estacionalidad <300 (MW) | 0 |
| | Estacionalidad ≥300 (MW) | 0 |
| **T6M – Grandes demandas Peaje MT** | Total períodos equivalentes | 496 |
| | Usuarios <300 kW | 152 |
| | Usuarios ≥300 kW | 344 |
| | Energía total (GWh) | 246 |
| | Pico <300 (GWh) | 1,45 |
| | Resto <300 (GWh) | 3,99 |
| | Valle <300 (GWh) | 1,1 |
| | Pico ≥300 (GWh) | 50,56 |
| | Resto ≥300 (GWh) | 130,8 |
| | Valle ≥300 (GWh) | 58,1 |
| | Potencia <300 (MW) | 25,04 |
| | Potencia ≥300 (MW) | 668,16 |
| | Estacionalidad <300 (MW) | 0 |
| | Estacionalidad ≥300 (MW) | -59,82 |

Dra. ADRIANA ISABEL FLORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

COPIA FIEL

**SubANEXO Tecnico III**

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN * ERSEPT *

**2026.-**

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

**ERSEPT**

*Ente Único de Control y Regulación de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán*

GOBIERNO DE TUCUMÁN

FOLIO Nº 4037

**RESOLUCION ERSEPT Nº** 240/26

**EVOLUCION DEL VAD DE EDET SA.**

**A: AJUSTES DEL VALOR ECONÓMICO DE LAS PENALIZACIONES**

**Para Servicio Técnico e incumplimiento de Producto Técnico**

| | |
|---|---|
| Desde 30/04/25 al 31/12/25: | 947,667 |
| Desde 01/01/26 al 15/01/2026. | 1187,324 |
| Desde 16/01/2026 al 15/04/26: | 1256,664 |
| Desde 16/04/26 al 15/05/26: | 1610,339 |
| Desde 16/05/26 al 30/11/26: | 1747,701 |

**Para tabla de valorización de la Energía de Producto Técnico**

| | |
|---|---|
| Desde 30/04/25 al 31/12/25: | 28,035 |
| Desde 01/01/26 al 15/01/2026. | 34,102 |
| Desde 16/01/2026 al 15/04/26: | 36,094 |
| Desde 16/04/26 al 15/05/26: | 46,252 |
| Desde 16/05/26 al 30/11/26: | 50,197 |

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN * ERSEPT *

COPIA FIEL

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

2026.-

## ANEXO III – RTI EDET SA 2025-2030

## PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACIÓN DEL CUADRO TARIFARIO DE EDET SA

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, FNEE, 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 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.

Fórmulas de los Cargos Tarifarios

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFE DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT
COPIA FIEL

**Cargos Fijos**

Ecuación 1

Aplicable a todas las tarifas.

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN * ERSEPT *

**2026.-**

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

$$CF_k = CC_k$$

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.**

**Cargos por Energía**

**Ecuación 2**

Aplicable a las tarifas de Pequeñas Demandas y Alumbrado Público:

$$CE_k = \left[\sum_i (Pe_i * Y_{i,k} * KRE_{j,i})\right] + Ppot * FR_{ST,k,j} * 1/(730 * FCT_i p_k) + CD_{e-k,j}$$

Para $k$ = T1-R1 a T1-R4, T1-RC1 a T1-RC4, T1-G1 a T1-G5, T3

Para $j$ = BT

Para $i$ = pico, resto, valle

Aplicable a las tarifas de Pequeñas Demandas con Medición de Potencia:

$$CE_k = \left[\sum_i (Pe_i * Y_{i,k} * KRE_{j,i})\right] + CD_{e-k,j}$$

Para $k$ = T1-RP, T1-GP

Para $j$ = BT

Para $i$ = pico, resto, valle

Aplicable a la tarifa de Medianas Demandas:

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

COPIA FIEL

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN * ERSEPT *

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

$$\mathbf{CE_k} = \sum_{i} \left(\mathbf{Pe_i} * \mathbf{Y_{i,k}} * \mathbf{KRE_{j,i}}\right)$$

Para $k$ = T2

Para $j$ = BT

Para $i$ = pico, resto, valle

Aplicable a las tarifas de Grandes Demandas:

$$\mathbf{CE_{k,j,i}} = \mathbf{Pe_i} * \mathbf{KRE_{j,i}}$$

Para $k$ = T4

Para $j$ = BT, MT

Para $i$= pico, resto, valle

Aplicable a la tarifa de Peaje de Medianas Demandas:

$$\mathbf{CE_k} = \sum_{i} \left[\mathbf{Pe_i} * \mathbf{Y_{i,k}} * \left(\mathbf{KRE_{j,i}} - \mathbf{1}\right)\right]$$

Para $k$ = T5

Para $j$ = BT

Para $i$ = pico, resto, valle

Aplicable a las tarifas de Peaje de Grandes Demandas:

$$\mathbf{CE_{k,j,i}} = \mathbf{Pe_i} * \left(\mathbf{KRE_{j,i}} - \mathbf{1}\right)$$

Para $k$ = T6

Para $j$ = BT, MT

Para $i$ = pico, resto, valle

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

Donde:

$\mathbf{CE_k}$ = Cargo por energía que se aplica a la totalidad del consumo de energía de los clientes de la categoría tarifaria $k$, expresado en $/kWh.

$\mathbf{CE_{k,j,i}}$ = 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.

$\mathbf{Pe_i}$ = Precio de abastecimiento de la energía en el tramo horario $i$, expresado en $/kWh calculado según **Ecuación 8.**

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN * ERSEPT *

COPIA FIEL

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

$\mathbf{Y_{i,k}}$ = 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.

$\mathbf{KRE_{j,i}}$ = 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.

$\mathbf{FR_{ST,k,j}}$ = 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

$\mathbf{FC_{Tip_k}}$ = Factor de carga típico de la categoría tarifaria $k$, presentado en Tabla N°1 del Apéndice N°1.

$\mathbf{CD_{e-k,j}}$ = 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.

**Cargos por Disponibilidad de Red**

**Ecuación 3**

Aplicable a las tarifas de Pequeñas Demandas:

$$\mathbf{CDR_{f-k,j} = CD_{f-k,j} + CC_k}$$

Para $k$ = T1-R1 a T1-R4, T1-RC1 a T1-RC4, T1-G1 a T1-G5

Para $j$ = BT

Donde:

$\mathbf{CDR_{f-k,j}}$ = Cargo fijo por Disponibilidad de Red para los clientes de la categoría tarifaria $k$, en el nivel de tensión $j$, expresado en $/mes.

$\mathbf{CD_{f-k,j}}$ = Cargo por uso de la capacidad de distribución por mes asignado a la categoría tarifaria $k$, expresado en $/mes.

$\mathbf{CC_k}$= Cargo por servicios a los clientes de la categoría tarifaria $k$, calculado según **Ecuación 9.**

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN * ERSEPT *

COPIA FIEL

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

**Cargos por Potencia**

**Ecuación 4**

Aplicable a las tarifas de Pequeñas Demandas con medición de potencia:

$$\mathbf{CP_k = CD_{p\text{-}k,j} + Ppot * FR_{ST,k,j}}$$

Para $k$ = T1-RP, T1-GP

Para $j$ = BT

Aplicable a las tarifas de Medianas y Grandes Demandas:

$$\mathbf{CP_{k,j} = Ppot * FR_{ST,k,j} + CD_{p\text{-}k,j}}$$

Para $k$ = T2, T4

Para $j$ = BT, MT

Aplicable a las tarifas de Peaje:

$$\mathbf{CP_{k,j} = PP * FR_{ST,k,j} * (1 - 1/KP_j) + P_T * FR_{ST,k,j} + CD_{p\text{-}k,j}}$$

Para $k$ = T5, T6

Para $j$ = BT, MT

Donde:

$\mathbf{CP_k}$ = Cargo mensual por potencia de la categoría tarifaria $k$, expresado en $/kW-mes.

$\mathbf{CP_{k,j}}$ = 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.

$\mathbf{FR_{ST,k,j}}$ = 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.

$\mathbf{CD_{p\text{-}k,j}}$ = 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.

**PP** = Precio de abastecimiento de potencia a transferir a los parámetros de tarifas a usuarios definido en la **Ecuación 5**, en $/kW-mes.

$\mathbf{KP_j}$= 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.

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN * ERSEPT *

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

**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**

$$PP^t = \$POTREF^t * \frac{(SUMPOTt_i^t - SUMPOTcn_i)}{SUMPOTt_i^t} + \$PPcon_i * \frac{SUMPOTcn_i}{SUMPOTt_i^t} + \frac{(\$GCA^t + \$TFyC^t + \$OtCargPot^t + BalPP^{t-2})}{SUMPOT^t}$$

Donde:

$PP^t$ = Precio de abastecimiento de potencia a transferir a los parámetros de tarifas a usuarios en el trimestre **t**, expresado en $/kW-mes.

$\$POTREF^t$ = Precio de Referencia de la Potencia para las tarifas de la Distribuidora, expresado en $/kW-mes, vigente en el trimestre **t**.

$SUMPOT^t$ = 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**.

$SUMPOTcn^t$ = Suma de las potencias contratadas por la Distribuidora al MEM en el Mercado a Término, en kW/trimestre.

$\$PPcon_i$ = Precio de la potencia de los Contratos a Término, realizados en el ámbito del MEM, expresado en $/kW-mes.

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE ÁMBITO SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN * ERSEPT *

COPIA FIEL

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

$\$GCA^t$ = Suma de erogaciones que, en el trimestre **t**, deba afrontar la Distribuidora en concepto de gastos y/o inversiones de CAMMESA, expresado en $/trimestre.

$\$TFyC^t$ = 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 $/trimestre. Una vez concluido cada trimestre tarifario se relevarán los valores efectivamente ocurridos de **PP** ($PP_{ex\text{-}post}$), y se lo comparará con el precio de la potencia previsto ($PP_{ex\text{-}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\text{-}ante}$ menos $PP_{ex\text{-}post}$), multiplicado por la sumatoria de los Requerimientos Máximos de Potencia mensuales observados durante el trimestre (**t-2**) ($SUMPOT_{ex\text{-}post}$).

**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:

$$SUMPOTMAX^t = SUMPOT^t + SUMATORIA(FRSTI_k * POTGUMAS_k^t)$$

Dra. ADRIANA ISABEL OSCOPES
JEFA DE UNIDAD GESTIÓN ADMINISTRATIVA
ERSEPT

Donde:

$PT^t$ = Precio del servicio de transporte a transferir a los parámetros de tarifas a usuarios en el trimestre **t** en $/kW-mes.

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN * ERSEPT *

COPIA FIEL

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

**$CT^t$** = 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 $/trimestre. Una vez concluido cada trimestre tarifario se relevarán los valores efectivamente ocurridos de **PT** ($PT_{ex\text{-}post}$), y se lo comparará con el precio del transporte previsto ($PT_{ex\text{-}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\text{-}ante}$ menos $PT_{ex\text{-}post}$), multiplicado por la sumatoria de los Requerimientos Máximos de potencia mensuales observados durante el trimestre (**t-2**) ($SUMPOTMAX^{ex\text{-}post}$).

**$SUMPOTMAX^t$** = Suma de las previsiones de requerimientos máximos de potencia en el área de la Distribuidora, expresada en kW/trimestre.

**$SUMPOT^t$** = 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**.

**$FR_{SI,k}$** = 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**.

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

**Precio de Potencia y Transporte**

COPIA FIEL

**Ecuación 7**

$$Ppot = PP + PT$$

Donde:

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN * ERSEPT *



Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

**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**

$$\mathbf{Pe_i^t} = (\mathbf{\$PEST_i^t} + \mathbf{\$PET^t}) * \frac{(\mathbf{Et_i^t} - \mathbf{Ecn_i} - \mathbf{Efm_i^t})}{\mathbf{Et_i^t}} + (\mathbf{Pecon_i} + \mathbf{PAE_i}) * \mathbf{Ecn_i}/\mathbf{Et_i^t} + \mathbf{FNEE^t} * (\mathbf{Et_i^t} - \mathbf{Efm_i^t}) / \mathbf{Et_i^t} + \frac{(\mathbf{Pefm^t} * \mathbf{Efm^t})}{\sum_i(\mathbf{Et_i^t})} + (\mathbf{\$GF^{t-2}} + \mathbf{\$OtCargE^t}) / \sum_i(\mathbf{Et_i^t}) + \frac{\sum_i(\mathbf{BalPE_i^{t-2}})}{\sum_i(\mathbf{Et_i^t})}$$

Para $i$ = pico, resto, valle

Donde:

$\mathbf{Pe_i^t}$ = 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.

$\mathbf{\$PEST_i^t}$ = 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.

$\mathbf{\$PET^t}$ = Precio Estabilizado del Transporte para las tarifas de la Distribuidora, vigente en el trimestre **t**, expresado en $/kWh.

$\mathbf{Pecon_i}$ = Precio Monómico del Contrato a Término, realizado en el ámbito del MEM, en el tramo horario $i$, expresado en $/kWh.

$\mathbf{PAE_i}$ = 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 ($\mathbf{Pecon_i}$), expresado en $/kWh.

$\mathbf{Pefm^t}$ = 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

Dra. ADRIANA IGARZA OSORES
JEFA DEPARTAMENTO SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN * ERSEPT *

FOLIO N° 4042

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\,ex\text{-}post}$**), y se lo comparará con el precio previsto (**$PE_{i\,ex\text{-}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\,ex\text{-}ante}$** menos **$PE_{i\,ex\text{-}post}$**, multiplicado por la energía registrada en el tramo horario **i**, durante el trimestre **(t-2)** (**$Et_{i\,ex\text{-}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.

Dra. ADRIANA [illegible]
JEFA DE UNIDAD SECTOR ACTIVO
ERSEPT

**4. Cálculo de Parámetros del Cuadro Tarifario - Costos de Distribución**

**Cargos por Servicios al Cliente**

COPIA FIEL

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN * ERSEPT *

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

**Ecuación 9**

Los Cargos por servicios al cliente se definen como:

$$\mathbf{CC_k = [CCMg_l + (CCMe_l - CCMg_l) * CIC_k]}$$

Para l = PD, MD o GD

Para k = T1-R1 a T1-R4, T1-RP, T1-RC1 a T1-RC4, T1-G1 a T1-G5, T1-GP, T2, T4-BT, T4-MT, T5, T6-BT, T6-MT

donde:

$\mathbf{CC_k}$ = Cargo por servicios al cliente de la categoría tarifaria k. Este concepto es expresado en $/cliente-mes.

$\mathbf{CCMg_l}$ = Cargo de Servicios al Cliente Marginal del Nivel de Demanda l. Los valores base se muestran en Tabla N°2 del Apéndice N°1.

$\mathbf{CCMe_l}$ = Cargo de Servicios al Cliente Medio del Nivel de Demanda l. Los valores base se muestran en Tabla N°2 del Apéndice N°1.

$\mathbf{CIC_k}$ = 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**

$$\mathbf{CD_{f-k,j} = \sum_j \{[VADPMg_j + (VADP_j - VADPMg_j) * CIVAD_k] * FR_{k,j}\} * KMP_k * KPcf_k}$$

$$\mathbf{CD_{e-k,j} = \sum_j \{[VADPMg_j + (VADP_j - VADPMg_j) * CIVAD_k] * FR_{k,j}\} * 1/(730 * FCTip_k) * KPce_k}$$

$$\mathbf{CD_{p-k,j} = \sum_j \{[VADPMg_j + (VADP_j - VADPMg_j) * CIVAD_k] * FR_{k,j}\} * KPcp_k}$$

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

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE UNIDAD ADMINISTRATIVA
ERSEPT

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN * ERSEPT *

COPIA FIEL

2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO JASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

Donde:

$\mathbf{CD_{f-k,j}}$ = Cargo por uso de la capacidad de distribución por mes asignado a la categoría tarifaria k, expresado en $/mes.

$\mathbf{CD_{e-k,j}}$ = 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.

$\mathbf{CD_{p-k,j}}$ = 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.

$\mathbf{VADPMg_j}$ = 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.

$\mathbf{VADP_j}$ = 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.

$\mathbf{CIVAD_k}$ = 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.

$\mathbf{FR_{k,j}}$ = Factor de Responsabilidad de la categoría tarifaria k en el nivel de tensión j, presentado en Tabla N°4 del Apéndice N°1.

$\mathbf{KMP_k}$ = Potencia Máxima Coincidental Promedio Unitaria de los Clientes de la categoría tarifaria k, presentada en Tabla N°6 del Apéndice N°1.

$\mathbf{FCTip_k}$ = Factor de carga típico de la categoría tarifaria k, presentado en Tabla N°1 del Apéndice N°1.

$\mathbf{KPcf_k}$ = 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.

$\mathbf{KPcp_k}$ = 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.

$\mathbf{KPce_k = 1 - KPcf_k - KPcp_k}$ = 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.

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN * ERSEPT *

COPIA FIEL

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

APÉNDICE N° 1

**Tabla N° 1 - Parámetros por Categoría**

| Categoría | $Y_p$ | $Y_r$ | $Y_v$ | FCTip |
|---|---|---|---|---|
| T1-R | 25,91% | 50,44% | 23,64% | 76,68% |
| T1-RP | 25,91% | 50,44% | 23,64% | 76,68% |
| T1-RC | 24,50% | 57,74% | 17,76% | 66,79% |
| T1-G | 24,50% | 57,74% | 17,76% | 66,79% |
| T1-GP | 24,50% | 57,74% | 17,76% | 66,79% |
| T2 y T5 | 21,08% | 57,15% | 21,77% | |
| T3 | 26,62% | 21,06% | 52,31% | 46,88% |

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN ★ ERSEPT ★

JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT
COPIA FIEL

2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

FOLIO Nº 4049

**Tabla N° 2.1 - Valores Agregados de Distribución de Referencia**

**a abril de 2026**

| VAD | Unidad | Base |
|---|---|---|
| VADP - MT | $/MW-año | 193.750.834 |
| VADPMg - MT | $/MW-año | 43.100.516 |
| VADP - TMB | $/MW-año | 93.989.116 |
| VADPMg - TMB | $/MW-año | 25.585.556 |
| VADP - BT | $/MW-año | 244.572.266 |
| VADPMg - BT | $/MW-año | 71.563.836 |
| CCMe - PD | $/mes | 8.884 |
| CCMg - PD | $/mes | 0 |
| CCMe - MD | $/mes | 44.411 |
| CCMg - MD | $/mes | 0 |
| CCMe - GD | $/mes | 174.411 |
| CCMg - GD | $/mes | 0 |

**a mayo de 2026**

| VAD | Unidad | Base |
|---|---|---|
| VADP - MT | $/MW-año | 210.277.503 |
| VADPMg - MT | $/MW-año | 46.776.928 |
| VADP - TMB | $/MW-año | 102.006.254 |
| VADPMg - TMB | $/MW-año | 27.767.967 |
| VADP - BT | $/MW-año | 265.433.930 |
| VADPMg - BT | $/MW-año | 77.668.128 |

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

COPIA FIEL

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN * ERSEPT *

2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

| | | |
|---|---|---|
| CCMe - PD | $/mes | 9.642 |
| CCMg - PD | $/mes | 0 |
| CCMe - MD | $/mes | 48.199 |
| CCMg - MD | $/mes | 0 |
| CCMe - GD | $/mes | 189.288 |
| CCMg - GD | $/mes | 0 |

**Tabla N° 2.2 - Valores Agregados de Distribución de aplicación**

**a abril de 2026**

| VAD | Unidad | Base |
|---|---|---|
| VADP - MT | $/MW-año | 174.182.000 |
| VADPMg - MT | $/MW-año | 38.747.364 |
| VADP - TMB | $/MW-año | 84.496.216 |
| VADPMg - TMB | $/MW-año | 23.001.415 |
| VADP - BT | $/MW-año | 219.870.467 |
| VADPMg - BT | $/MW-año | 64.335.888 |
| CCMe - PD | $/mes | 8.884 |
| CCMg - PD | $/mes | 0 |
| CCMe - MD | $/mes | 44.411 |
| CCMg - MD | $/mes | 0 |
| CCMe - GD | $/mes | 174.411 |
| CCMg - GD | $/mes | 0 |

JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

**a mayo de 2026**

COPIA FIEL

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN * ERSEPT *

**2026.-**

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

| VAD | Unidad | Base |
|---|---|---|
| VADP - MT | $/MW-año | 189.039.475 |
| VADPMg - MT | $/MW-año | 42.052.458 |
| VADP - TMB | $/MW-año | 91.703.622 |
| VADPMg - TMB | $/MW-año | 24.963.403 |
| VADP - BT | $/MW-año | 238.625.103 |
| VADPMg - BT | $/MW-año | 69.823.647 |
| CCMe - PD | $/mes | 9.642 |
| CCMg - PD | $/mes | 0 |
| CCMe - MD | $/mes | 48.199 |
| CCMg - MD | $/mes | 0 |
| CCMe - GD | $/mes | 189.288 |
| CCMg - GD | $/mes | 0 |

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN * ERSEPT *

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

COPIA FIEL

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

**Tabla N° 3 – Coeficiente de Incidencia**

| Coeficiente de Incidencia | CIC | CIVAD |
|---|---|---|
| T1-R1 | 0,4250 | 1,262 |
| T1-R2 | 0,8000 | 1,314 |
| T1-R3 | 1,0000 | 1,166 |
| T1-R4 | 1,6006 | 1,969 |
| T1-RP | 0,4500 | 0,0000 |
| T1-RC1 | 1,4300 | 0,504 |
| T1-RC2 | 1,5100 | 1,049 |
| T1-RC3 | 1,5500 | 1,251 |
| T1-RC4 | 1,6000 | 1,665 |
| T1-G1 | 1,4300 | 0,553 |
| T1-G2 | 1,4700 | 1,258 |
| T1-G3 | 1,4800 | 1,363 |
| T1-G4 | 1,5904 | 1,841 |
| T1-G5 | 1,7007 | 2,319 |
| T1-GP | 1,0000 | 0,3500 |
| T2 | 1,0000 | 0,720 |
| T3 | 0,0000 | 1,900 |
| T4-BT | 1,0000 | 1,043 |
| T4-MT | 1,0000 | 2,092 |
| T5 | 1,000 | 0,720 |
| T6-BT | 1,000 | 1,043 |
| T6-MT | 1,000 | 2,092 |

Dra. ADRIANA ISABEL FLORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN * ERSEPT *

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

2026.-

FOLIO N° 4040

**Tabla N° 4 - Factores de Responsabilidad**

| Categoría | FACTORES DE RESPONSABILIDAD | | | |
|---|---|---|---|---|
| | MT | TMB | BT | ST |
| T1-R | 108,71% | 96,99% | 95,45% | 117,94% |
| T1-RP | 108,71% | 96,99% | 95,45% | 117,94% |
| T1-RC | 99,15% | 88,46% | 87,06% | 107,57% |
| T1-G | 99,15% | 88,46% | 87,06% | 107,57% |
| T1-GP | 99,15% | 88,46% | 87,06% | 107,57% |
| T2 y T5 | 87,22% | 77,82% | 76,58% | 94,63% |
| T3 | 92,28% | 82,34% | 81,03% | 100,12% |
| T4 y T6-BT | 79,84% | 71,23% | 70,10% | 86,62% |
| T4 y T6-MT | 101,91% | 0,00% | 0,00% | 105,96% |

**Tabla N° 5 – Factores de Pérdida de Energía y Potencia Acumulados a cada Nivel de Tensión**

| Factores de Pérdidas Acumulados | | $KRE_p$ | $KRE_r$ | $KRE_v$ |
|---|---|---|---|---|
| KREM | % | 103,92% | 103,92% | 103,92% |
| KREB | % | 116,33% | 116,33% | 116,33% |

| FPP Acumulados hasta el nivel indicado | | |
|---|---|---|
| KPMT | % | 106,35% |
| KPBT | % | 121,13% |

JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT
COPIA FIEL

**Tabla N° 6 - Potencias Máximas Coincidentales Promedio de Pequeñas Demandas**

ENTE ÚNICO REGULADOR DE SERVICIOS PÚBLICOS DE TUCUMÁN * ERSEPT *



Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

| KMP | Unidad | |
|---|---|---|
| T1-R1 | kW | 0,084 |
| T1-R2 | kW | 0,172 |
| T1-R3 | kW | 0,539 |
| T1-R4 | kW | 0,738 |
| T1-RC1 | kW | 0,256 |
| T1-RC2 | kW | 0,491 |
| T1-RC3 | kW | 1,216 |
| T1-RC4 | kW | 3,411 |
| T1-G1 | kW | 0,256 |
| T1-G2 | kW | 0,491 |
| T1-G3 | kW | 1,216 |
| T1-G4 | kW | 2,313 |
| T1-G5 | kW | 3,411 |

**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 | 1 | 0 | 0 |
| T1-GP | 0 | 1 | 0 |
| T2 | 0 | 1 | 0 |
| T3 | 0 | 0 | 1 |
| T4-BT | 0 | 1 | 0 |
| T4-MT | 0 | 1 | 0 |

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN * ERSEPT *

2026.-

Ing. JOSE RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

| | | | |
|---|---|---|---|
| T5 | 0 | 1 | 0 |
| T6-BT | 0 | 1 | 0 |
| T6-MT | 0 | 1 | 0 |

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN * ERSEPT *

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT
COPIA FIEL

**2026.-**

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

**ANEXO IV. RTI 2025-2030.-**

**CUADRO TARIFARIO DE REFERENCIA**

**Vigencia:** Para consumos registrados a partir de las 00.00 hs del día siguiente de la fecha de publicación de la presente Resolución en el Boletín Oficial de la Provincia de Tucumán.

**Ámbito de Aplicación:** Provincia de Tucumán

**Valores sin impuestos**

**Tarifa 1 R (Pequeñas demandas uso residencial)**

**Cargos por Disponibilidad de Red**

(aplicable según consumo promedio de los últimos 12 meses, incluyendo el actual, y adecuándose al período de facturación correspondiente)

| | | Unidad | Importe |
|---|---|---|---|
| C1 | Clientes con consumo <= 150 kWh | $/mes | 8.259 |
| C2 | Consumo entre 151 y 275 kWh/mes | $/mes | 16.567 |
| C3 | Consumo entre 276 y 500 kWh/mes | $/mes | 35.889 |
| C4 | Clientes con consumo > 500 kWh/mes | $/mes | 70.704 |
| | **Cargo por Energía** | $/kWh | 146,59 |
| | **Cargo de Eficiencia Energética** | $/kWh | 20,20 |

(aplicable a consumo actual excedente 750 kwh/mes, no incluye usuarios alcanzados por tarifa social)

**Tarifa 1 RP (Pequeñas demandas uso residencial con medición de potencia)**

| | Unidad | Importe |
|---|---|---|
| Cargo Fijo sin derecho a consumo | $/mes | 3.998 |
| Por capacidad de suministro | $/kW-Mes | 21.984 |

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN * ERSEPT *

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

| | | |
|---|---|---|
| **Cargo por Energía** | $/kWh | 128,16 |
| **Cargo de Eficiencia Energética** | $/kWh | 17,66 |

(aplicable a consumo actual excedente 750 kwh/mes, no incluye usuarios alcanzados por tarifa social)

**Tarifa 1 RC (Pequeñas demandas uso residencial colectiva)**

**Cargos por Disponibilidad de Red**

(aplicable según consumo promedio de los últimos 12 meses, incluyendo el actual, y adecuándose al período de facturación correspondiente)

| | | **Unidad** | **Importe** |
|---|---|---|---|
| C1 | Clientes con consumo <= 150 kWh/mes | $/mes | 19.317 |
| C2 | Consumo entre 151 y 300 kWh/mes | $/mes | 34.095 |
| C3 | Consumo entre 301 y 1000 kWh/mes | $/mes | 72.411 |
| C4 | Clientes con consumo > 1000 kWh/mes | $/mes | 221.061 |
| | **Cargo por Energía** | $/kWh | 147,50 |

**Tarifa 1 G (Pequeñas demandas uso general)**

**Cargos por Disponibilidad de Red**

(aplicable según consumo promedio de los últimos 12 meses, incluyendo el actual, y adecuándose al período de facturación correspondiente)

| | | **Unidad** | **Importe** |
|---|---|---|---|
| C1 | Clientes con consumo <= 150 kWh/mes | $/mes | 19.690 |
| C2 | Consumo entre 151 y 300 kWh/mes | $/mes | 36.819 |
| C3 | Consumo entre 301 y 1000 kWh/mes | $/mes | 75.883 |
| C4 | Consumo entre 1001 y 1100 kWh/mes | $/mes | 166.705 |
| C5 | Clientes con consumo > 1100 kWh/mes | $/mes | 289.056 |

Dra. ADRIANA ISABEL SOARES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

COPIA FIEL

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN * ERSEPT *

2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

| | | |
|---|---|---|
| **Cargo por Energía** | $/kWh | 130,88 |

**Tarifa 1 GP (Pequeñas demandas uso general con medición de potencia)**

| | Unidad | Importe |
|---|---|---|
| **Cargo Fijo sin derecho a consumo** | $/mes | 8.884 |
| **Por capacidad de suministro** | $/kW-Mes | 30.565 |
| **Cargo por Energía** | $/kWh | 111,57 |

**Tarifa 2 (Medianas demandas)**

| | Unidad | Importe |
|---|---|---|
| **Cargo Fijo sin derecho a consumo** | $/mes | 44.411 |
| **Por capacidad de suministro contratada** | $/kW-Mes | 38.794 |
| **Cargo por Energía** | $/kWh | 111,47 |

**Tarifa 3 (Alumbrado público)**

| | Unidad | Importe |
|---|---|---|
| **Cargo por Energía** | $/kWh | 309,58 |

**Tarifa 4 (Grandes demandas)**

| | Unidad | Importe |
|---|---|---|
| Cargo Fijo sin derecho a consumo | $/mes | 174.411 |
| Por capacidad de suministro equivalente | | |
| En baja tensión | $/kW-Mes | 41.383 |
| En media tensión | $/kW-Mes | 39.701 |

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN * ERSEPT *

Ing. JOSE RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

2026.-

Tarifa 4 (potencia menor a 300 kW)

Por consumo de energía:

| | | |
|---|---|---|
| **En baja tensión** | | |
| Período horas de Punta | $/kWh | 113,12 |
| Período horas de Resto | $/kWh | 111,29 |
| Período horas de Valle | $/kWh | 110,36 |
| **En media tensión** | | |
| Período horas de Punta | $/kWh | 101,05 |
| Período horas de Resto | $/kWh | 99,42 |
| Período horas de Valle | $/kWh | 98,59 |

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 | 22,62 |
| En media tensión | $/kVARh | 20,21 |

Recargo por tg phi>0,42 por la energía reactiva inductiva en exceso del 42% de la energía activa.

| | | |
|---|---|---|
| En baja tensión | $/kVARh | 113,12 |
| En media tensión | $/kVARh | 101,05 |

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

COPIA FIEL

Tarifa 4 (Potencia iguales o mayores a 300 kW)

Por capacidad de suministro equivalente

| | | |
|---|---|---|
| En baja tensión | $/kW-Mes | 41.383 |
| En media tensión | $/kW-Mes | 39.701 |

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN * ERSEPT *

2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

Por consumo de energía:

| | | |
|---|---|---|
| **En baja tensión** | | |
| Período horas de Punta | $/kWh | 109,83 |
| Período horas de Resto | $/kWh | 108,08 |
| Período horas de Valle | $/kWh | 107,20 |
| **En media tensión** | | |
| Período horas de Punta | $/kWh | 98,11 |
| Período horas de Resto | $/kWh | 96,56 |
| Período horas de Valle | $/kWh | 95,76 |

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 | 21,97 |
| En media tensión | $/kVARh | 19,62 |

Recargo por tg phi>0,42 por la energía reactiva inductiva en exceso del 42% de la energía activa.

| | | |
|---|---|---|
| En baja tensión | $/kVARh | 109,83 |
| En media tensión | $/kVARh | 98,11 |

**Tarifa 5 - Peaje (Medianas demandas)**

| | Unidad | Importe |
|---|---|---|
| Cargo Fijo sin derecho a consumo | $/mes | 44.411 |
| Por capacidad de suministro contratada | $/kW-Mes | 31.603 |
| Todo el consumo | $/kWh | 15,65 |

**Tarifa 6 - Peaje (Grandes demandas)**

Dra. ADRIANA ISABEL CUYPERS
ASESORA LETRADA
ERSEPT

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN * ERSEPT *



Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

ERSEPT FOLIO Nº 4020

| | Unidad | Importe |
|---|---|---|
| Cargo Fijo sin derecho a consumo | $/mes | 174.411 |
| Por capacidad de suministro equivalente | | |
| En baja tensión | $/kW-Mes | 35.162 |
| En media tensión | $/kW-Mes | 31.034 |

Tarifa 6 (potencia menor a 300 kW)

Por consumo de energía:

| | | |
|---|---|---|
| **En baja tensión** | | |
| Período horas de Punta | $/kWh | 15,88 |
| Período horas de Resto | $/kWh | 15,62 |
| Período horas de Valle | $/kWh | 15,49 |
| **En media tensión** | | |
| Período horas de Punta | $/kWh | 3,81 |
| Período horas de Resto | $/kWh | 3,75 |
| Período horas de Valle | $/kWh | 3,72 |

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 | 22,62 |
| En media tensión | $/kVARh | 20,21 |

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
Jefa Unidad Secretaría Administrativa
ERSEPT

Recargo por tg phi>0,42 por la energía reactiva inductiva en exceso del 42% de la energía activa.

| | | |
|---|---|---|
| En baja tensión | $/kVARh | 113,12 |
| En media tensión | $/kVARh | 101,05 |

COPIA FIEL

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN * ERSEPT *

2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

Tarifa 6 (Potencia iguales o mayores a 300 kW)

Por capacidad de suministro equivalente

| | | |
|---|---|---|
| En baja tensión | $/kW-Mes | 35.162 |
| En media tensión | $/kW-Mes | 31.034 |

Por consumo de energía:

**En baja tensión**

| | | |
|---|---|---|
| Período horas de Punta | $/kWh | 15,42 |
| Período horas de Resto | $/kWh | 15,17 |
| Período horas de Valle | $/kWh | 15,05 |

**En media tensión**

| | | |
|---|---|---|
| Período horas de Punta | $/kWh | 3,70 |
| Período horas de Resto | $/kWh | 3,64 |
| Período horas de Valle | $/kWh | 3,61 |

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 | 21,97 |
| En media tensión | $/kVARh | 19,62 |

Recargo por tg phi>0,42 por la energía reactiva inductiva en exceso del 42% de la energía activa.

| | | |
|---|---|---|
| En baja tensión | $/kVARh | 109,83 |
| En media tensión | $/kVARh | 98,11 |

Dra. ADRIANA ISABEL ORTEZ
JEFA DE UNIDAD EJECUTIVA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN * ERSEPT *

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

2026.-

**Servicio de suspensión y rehabilitación**

| | | |
|---|---|---|
| Tarifa 1 uso residencial | $ | 9.774 |
| Tarifa 1 uso residencial colectivo | $ | 26.950 |
| Tarifa 1 uso general | $ | 26.950 |
| Tarifa 2 | $ | 65.264 |
| Tarifa 4 | $ | 114.229 |
| Tarifa 5 | $ | 65.264 |
| Tarifa 6 | $ | 114.229 |

**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 | $ | 48.872 |
| Conexión aérea monofásica tarifa 1 RC | $ | 62.440 |
| Conexión aérea monofásica tarifa 1 G | $ | 62.440 |
| Conexión aérea trifásica tarifa 1 R | $ | 108.598 |
| Conexión aérea trifásica tarifa 1 RC | $ | 124.857 |
| Conexión aérea trifásica tarifa 1 G | $ | 124.857 |
| Conexión aérea trifásica tarifa 2 | $ | 252.863 |
| Conexión aérea trifásica tarifa RP | $ | 252.863 |
| Conexión aérea trifásica tarifa GP | $ | 252.863 |
| Conexión equipo de medición | $ | 390.222 |

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

COPIA FIEL

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN * ERSEPT *

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

## ANEXO V. RTI 2025-2030

## CUADRO TARIFARIO DE APLICACIÓN

**Vigencia:** Para consumos registrados a partir de las 00.00 hs del día siguiente de la fecha de publicación de la presente Resolución en el Boletín Oficial de la Provincia de Tucumán.

**Ámbito de Aplicación:** Provincia de Tucumán

**Valores sin impuestos**

### Tarifa 1 R (Pequeñas demandas uso residencial)

**Cargos por Disponibilidad de Red**

(aplicable según consumo promedio de los últimos 12 meses, incluyendo el actual, y adecuándose al período de facturación correspondiente)

| | | Unidad | Importe |
|---|---|---|---|
| C1 | Clientes con consumo <= 150 kWh | $/mes | 7.806 |
| C2 | Consumo entre 151 y 275 kWh/mes | $/mes | 15.611 |
| C3 | Consumo entre 276 y 500 kWh/mes | $/mes | 33.162 |
| C4 | Clientes con consumo > 500 kWh/mes | $/mes | 65.000 |
| | **Cargo por Energía** | $/kWh | 146,59 |
| | **Cargo de Eficiencia Energética** | $/kWh | 20,20 |

(aplicable a consumo actual excedente 750 kwh/mes, no incluye usuarios alcanzados por tarifa social)

### Tarifa 1 RP (Pequeñas demandas uso residencial con medición de potencia)

| | Unidad | Importe |
|---|---|---|
| Cargo Fijo sin derecho a consumo | $/mes | 3.998 |
| Por capacidad de suministro | $/kW-Mes | 20.806 |

Dra. ADRIANA ISABEL CORTES
JEFA DE UNIDAD SUPERVISIÓN ADMINISTRATIVA
ERSEPT

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN * ERSEPT *

COPIA FIEL

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

2026.-

| | | |
|---|---|---|
| **Cargo por Energía** | $/kWh | 128,16 |
| **Cargo de Eficiencia Energética** | $/kWh | 17,66 |

(aplicable a consumo actual excedente 750 kwh/mes, no incluye usuarios alcanzados por tarifa social)

**Tarifa 1 RC (Pequeñas demandas uso residencial colectiva)**

**Cargos por Disponibilidad de Red**

(aplicable según consumo promedio de los últimos 12 meses, incluyendo el actual, y adecuándose al período de facturación correspondiente)

| | | Unidad | Importe |
|---|---|---|---|
| C1 | Clientes con consumo <= 150 kWh/mes | $/mes | 18.649 |
| C2 | Consumo entre 151 y 300 kWh/mes | $/mes | 32.006 |
| C3 | Consumo entre 301 y 1000 kWh/mes | $/mes | 66.488 |
| C4 | Clientes con consumo > 1000 kWh/mes | $/mes | 200.170 |
| | **Cargo por Energía** | $/kWh | 147,50 |

**Tarifa 1 G (Pequeñas demandas uso general)**

**Cargos por Disponibilidad de Red**

(aplicable según consumo promedio de los últimos 12 meses, incluyendo el actual, y adecuándose al período de facturación correspondiente)

| | | Unidad | Importe |
|---|---|---|---|
| C1 | Clientes con consumo <= 150 kWh/mes | $/mes | 18.984 |
| C2 | Consumo entre 151 y 300 kWh/mes | $/mes | 34.419 |
| C3 | Consumo entre 301 y 1000 kWh/mes | $/mes | 69.547 |
| C4 | Consumo entre 1001 y 1100 kWh/mes | $/mes | 151.295 |
| C5 | Clientes con consumo > 1100 kWh/mes | $/mes | 261.387 |

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN * ERSEPT *

COPIA FIEL

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

| | | |
|---|---|---|
| **Cargo por Energía** | $/kWh | 130,88 |

**Tarifa 1 GP (Pequeñas demandas uso general con medición de potencia)**

| | Unidad | Importe |
|---|---|---|
| **Cargo Fijo sin derecho a consumo** | $/mes | 8.884 |
| **Por capacidad de suministro** | $/kW-Mes | 28.428 |
| **Cargo por Energía** | $/kWh | 111,57 |

**Tarifa 2 (Medianas demandas)**

| | Unidad | Importe |
|---|---|---|
| **Cargo Fijo sin derecho a consumo** | $/mes | 44.411 |
| **Por capacidad de suministro contratada** | $/kW-Mes | 35.760 |
| **Cargo por Energía** | $/kWh | 111,47 |

**Tarifa 3 (Alumbrado público)**

| | Unidad | Importe |
|---|---|---|
| **Cargo por Energía** | $/kWh | 291,99 |

**Tarifa 4 (Grandes demandas)**

| | Unidad | Importe |
|---|---|---|
| Cargo Fijo sin derecho a consumo | $/mes | 174.411 |

Tarifa 4 (potencia menor a 300 kW)

Por capacidad de suministro equivalente

| | | |
|---|---|---|
| En baja tensión | $/kW-Mes | 37.969 |
| En media tensión | $/kW-Mes | 36.628 |

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN * ERSEPT *

2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

COPIA FIEL

FOLIO Nº 4053

Por consumo de energía:

| | | |
|---|---|---|
| **En baja tensión** | | |
| Período horas de Punta | $/kWh | 113,12 |
| Período horas de Resto | $/kWh | 111,29 |
| Período horas de Valle | $/kWh | 110,36 |
| **En media tensión** | | |
| Período horas de Punta | $/kWh | 101,05 |
| Período horas de Resto | $/kWh | 99,42 |
| Período horas de Valle | $/kWh | 98,59 |

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 | 22,62 |
| En media tensión | $/kVARh | 20,21 |

Recargo por tg phi>0,42 por la energía reactiva inductiva en exceso del 42% de la energía activa.

| | | |
|---|---|---|
| En baja tensión | $/kVARh | 113,12 |
| En media tensión | $/kVARh | 101,05 |

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

Tarifa 4 (Potencia iguales o mayores a 300 kW)

COPIA FIEL

Por capacidad de suministro equivalente

| | | |
|---|---|---|
| En baja tensión | $/kW-Mes | 37.969 |
| En media tensión | $/kW-Mes | 36.628 |

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN * ERSEPT *

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

Por consumo de energía:

| | | |
|---|---|---|
| **En baja tensión** | | |
| Período horas de Punta | $/kWh | 109,83 |
| Período horas de Resto | $/kWh | 108,08 |
| Período horas de Valle | $/kWh | 107,20 |
| **En media tensión** | | |
| Período horas de Punta | $/kWh | 98,11 |
| Período horas de Resto | $/kWh | 96,56 |
| Período horas de Valle | $/kWh | 95,76 |

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 | 21,97 |
| En media tensión | $/kVARh | 19,62 |

Recargo por tg phi>0,42 por la energía reactiva inductiva en exceso del 42% de la energía activa.

| | | |
|---|---|---|
| En baja tensión | $/kVARh | 109,83 |
| En media tensión | $/kVARh | 98,11 |

**Tarifa 5 - Peaje (Medianas demandas)**

| | Unidad | Importe |
|---|---|---|
| Cargo Fijo sin derecho a consumo | $/mes | 44.411 |
| Por capacidad de suministro contratada | $/kW-Mes | 28.570 |
| Todo el consumo | $/kWh | 15,65 |

**Tarifa 6 - Peaje (Grandes demandas)**

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN ERSEPT



Ing. JOSE RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

| | Unidad | Importe |
|---|---|---|
| Cargo Fijo sin derecho a consumo | $/mes | 174.411 |

Tarifa 6 (potencia menor a 300 kW)

Por capacidad de suministro equivalente

| | | |
|---|---|---|
| En baja tensión | $/kW-Mes | 31.748 |
| En media tensión | $/kW-Mes | 27.960 |

Por consumo de energía:

| | | |
|---|---|---|
| **En baja tensión** | | |
| Período horas de Punta | $/kWh | 15,88 |
| Período horas de Resto | $/kWh | 15,62 |
| Período horas de Valle | $/kWh | 15,49 |
| **En media tensión** | | |
| Período horas de Punta | $/kWh | 3,81 |
| Período horas de Resto | $/kWh | 3,75 |
| Período horas de Valle | $/kWh | 3,72 |

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 | 22,62 |
| En media tensión | $/kVARh | 20,21 |

Recargo por tg phi>0,42 por la energía reactiva inductiva en exceso del 42% de la energía activa.

| | | |
|---|---|---|
| En baja tensión | $/kVARh | 113,12 |

Dra. FLORENCIA ISABEL OSORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN * ERSEPT *

COPIA FIEL

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

En media tensión $/kVARh 101,05

Tarifa 6 (Potencia iguales o mayores a 300 kW)

Por capacidad de suministro equivalente

| | | |
|---|---|---|
| En baja tensión | $/kW-Mes | 31.748 |
| En media tensión | $/kW-Mes | 27.960 |

Por consumo de energía:

**En baja tensión**

| | | |
|---|---|---|
| Período horas de Punta | $/kWh | 15,42 |
| Período horas de Resto | $/kWh | 15,17 |
| Período horas de Valle | $/kWh | 15,05 |

**En media tensión**

| | | |
|---|---|---|
| Período horas de Punta | $/kWh | 3,70 |
| Período horas de Resto | $/kWh | 3,64 |
| Período horas de Valle | $/kWh | 3,61 |

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 | 21,97 |
| En media tensión | $/kVARh | 19,62 |

Recargo por tg phi>0,42 por la energía reactiva inductiva en exceso del 42% de la energía activa.

| | | |
|---|---|---|
| En baja tensión | $/kVARh | 109,83 |
| En media tensión | $/kVARh | 98,11 |

Dra. ADRIANA ISABEL SOTOMAYOR
JEFA DE ÁREA SECRETARÍA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN * ERSEPT *

COPIA FIEL



Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

FOLIO N° 4055

**Servicio de suspensión y rehabilitación**

| | | |
|---|---|---|
| Tarifa 1 uso residencial | $ | 9.774 |
| Tarifa 1 uso residencial colectivo | $ | 26.950 |
| Tarifa 1 uso general | $ | 26.950 |
| Tarifa 2 | $ | 65.264 |
| Tarifa 4 | $ | 114.229 |
| Tarifa 5 | $ | 65.264 |
| Tarifa 6 | $ | 114.229 |

**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 | $ | 48.872 |
| Conexión aérea monofásica tarifa 1 RC | $ | 62.440 |
| Conexión aérea monofásica tarifa 1 G | $ | 62.440 |
| Conexión aérea trifásica tarifa 1 R | $ | 108.598 |
| Conexión aérea trifásica tarifa 1 RC | $ | 124.857 |
| Conexión aérea trifásica tarifa 1 G | $ | 124.857 |
| Conexión aérea trifásica tarifa 2 | $ | 252.863 |
| Conexión aérea trifásica tarifa RP | $ | 252.863 |
| Conexión aérea trifásica tarifa GP | $ | 252.863 |
| Conexión equipo de medición | $ | 390.222 |

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

COPIA FIEL

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN * ERSEPT *

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

## ANEXO VI. RTI 2025-2030.-

## VALORES DESTINADOS A INVERSIONES OBLIGATORIAS DE DISTRIBUCIÓN

**Vigencia:** Para consumos registrados a partir de las 00.00 hs del día siguiente de la fecha de publicación de la presente Resolución en el Boletín Oficial de la Provincia de Tucumán.

**Ámbito de Aplicación:** Provincia de Tucumán

**Valores sin impuestos**

### Tarifa 1 R (Pequeñas demandas uso residencial)

**Cargos por Disponibilidad de Red**

(aplicable según consumo promedio de los últimos 12 meses, incluyendo el actual, y adecuándose al período de facturación correspondiente)

| | | Unidad | Importe |
|---|---|---|---|
| C1 | Clientes con consumo <= 150 kWh | $/mes | 453 |
| C2 | Consumo entre 151 y 275 kWh/mes | $/mes | 955 |
| C3 | Consumo entre 276 y 500 kWh/mes | $/mes | 2.728 |
| C4 | Clientes con consumo > 500 kWh/mes | $/mes | 5.705 |

### Tarifa 1 RP (Pequeñas demandas uso residencial con medición de potencia)

| | Unidad | Importe |
|---|---|---|
| **Por capacidad de suministro** | $/kW-Mes | 1.178 |

### Tarifa 1 RC (Pequeñas demandas uso residencial colectiva)

**Cargos por Disponibilidad de Red**

(aplicable según consumo promedio de los últimos 12 meses, incluyendo el actual, y adecuándose al período de facturación correspondiente)

| | | Unidad | Importe |
|---|---|---|---|
| C1 | Clientes con consumo <= 150 kWh/mes | $/mes | 668 |
| C2 | Consumo entre 151 y 300 kWh/mes | $/mes | 2.089 |

Dra. ADRIANA ISABEL CORTES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

COPIA FIEL

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN - ERSEPT

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

| | | | |
|---|---|---|---|
| C3 | Consumo entre 301 y 1000 kWh/mes | $/mes | 5.923 |
| C4 | Clientes con consumo > 1000 kWh/mes | $/mes | 20.891 |

**Tarifa 1 G (Pequeñas demandas uso general)**

**Cargos por Disponibilidad de Red**

(aplicable según consumo promedio de los últimos 12 meses, incluyendo el actual, y adecuándose al período de facturación correspondiente)

| | | Unidad | Importe |
|---|---|---|---|
| C1 | Clientes con consumo <= 150 kWh/mes | $/mes | 706 |
| C2 | Consumo entre 151 y 300 kWh/mes | $/mes | 2.400 |
| C3 | Consumo entre 301 y 1000 kWh/mes | $/mes | 6.336 |
| C4 | Consumo entre 1001 y 1100 kWh/mes | $/mes | 15.410 |
| C5 | Clientes con consumo > 1100 kWh/mes | $/mes | 27.669 |

**Tarifa 1 GP (Pequeñas demandas uso general con medición de potencia)**

| | Unidad | Importe |
|---|---|---|
| **Por capacidad de suministro** | $/kW-Mes | 2.136 |

**Tarifa 2 y Tarifa 5 (Medianas demandas)**

| | Unidad | Importe |
|---|---|---|
| **Por capacidad de suministro contratada** | $/kW-Mes | 3.033 |

**Tarifa 3 (Alumbrado público)**

| | Unidad | Importe |
|---|---|---|
| **Cargo por Energía** | $/kWh | 17,58 |

**Tarifa 4 y Tarifa 6 (Grandes demandas)**

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

COPIA FIEL

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN * ERSEPT *

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

| | Unidad | Importe |
|---|---|---|
| **Por capacidad de suministro equivalente** | | |
| En baja tensión | $/kW-Mes | 3.414 |
| En media tensión | $/kW-Mes | 3.073 |

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN * ERSEPT *

Dra. ADRIANA SAPPA
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

COPIA FIEL

ing. JOSÉ RICARDO ASCAHAR
INTERVENTOR - ERSEPT

**2026.-**

## ANEXO VII. RTI 2025-2030.-

## BENEFICIO TARIFA SOCIAL

**Vigencia:** Para consumos registrados a partir de las 00.00 hs del día siguiente de la fecha de publicación de la presente Resolución en el Boletín Oficial de la Provincia de Tucumán.

**Ámbito de Aplicación:** Provincia de Tucumán

**Usuarios alcanzados:** usuarios beneficiarios de la Tarifa Social según criterio establecido en la Resolución ERSEPT N° 09/2022.

**Valores sin impuestos**

### Tarifa 1 R (Pequeñas demandas uso residencial)

**Cargos por Disponibilidad de Red**

(aplicable según consumo promedio de los últimos 12 meses, incluyendo el actual, y adecuándose al período de facturación correspondiente)

| | | Unidad | Importe |
|---|---|---|---|
| C1 | Clientes con consumo <= 150 kWh | $/mes | -2.916 |
| C2 | Consumo entre 151 y 275 kWh/mes | $/mes | -5.848 |
| C3 | Consumo entre 276 y 500 kWh/mes | $/mes | -12.653 |
| C4 | Clientes con consumo > 500 kWh/mes | $/mes | -24.905 |

### Tarifa 1 RP (Pequeñas demandas uso residencial con medición de potencia)

| | Unidad | Importe |
|---|---|---|
| Cargo Fijo sin derecho a consumo | $/mes | -1.411 |
| Por capacidad de suministro | $/kW-Mes | -7.761 |

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE NIVEL SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

COPIA FIEL

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN * ERSEPT *

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

## ANEXO VIII. RTI 2025-2030.-

## BENEFICIOS ELECTRODEPENDIENTES - PROVINCIAL

**Vigencia:** Para consumos registrados a partir de las 00.00 hs del día siguiente de la fecha de publicación de la presente Resolución en el Boletín Oficial de la Provincia de Tucumán.

**Ámbito de Aplicación:** Provincia de Tucumán

**Usuarios alcanzados:** beneficiarios identificados como electrodependientes según Ley Provincial N° 9.023.

**Valores sin impuestos**

### Tarifa 1 R (Pequeñas demandas uso residencial)

**Cargos por Disponibilidad de Red**

(aplicable según consumo promedio de los últimos 12 meses, incluyendo el actual, y adecuándose al período de facturación correspondiente)

| | Unidad | Importe |
|---|---|---|
| C1 Clientes con consumo <= 150 kWh | $/mes | -7.806 |
| C2 Consumo entre 151 y 275 kWh/mes | $/mes | -15.611 |
| C3 Consumo entre 276 y 500 kWh/mes | $/mes | -33.162 |
| C4 Clientes con consumo > 500 kWh/mes | $/mes | -65.000 |

### Tarifa 1 R Descuento a los valores de Inversiones Obligatorias de Distribución

**Cargos por Disponibilidad de Red**

(aplicable según consumo promedio de los últimos 12 meses, incluyendo el actual, y adecuándose al período de facturación correspondiente)

| | Unidad | Importe |
|---|---|---|
| C1 Clientes con consumo <= 150 kWh | $/mes | -453 |
| C2 Consumo entre 151 y 250 kWh | $/mes | -955 |
| C3 Consumo entre 251 y 550 kWh/mes | $/mes | -2.728 |
| C4 Clientes con consumo > 550 kWh/mes | $/mes | -5.705 |

### Tarifa 1 RP (Pequeñas demandas uso residencial con medición de potencia)

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN * ERSEPT *



Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

FOLIO Nº 1059

| | Unidad | Importe |
|---|---|---|
| **Cargo Fijo sin derecho a consumo** | $/mes | -3.998 |
| **Por capacidad de suministro** | $/kW-Mes | -20.806 |

**Tarifa 1 RP Descuento cargos obras de distribución obligatoria**

| | Unidad | Importe |
|---|---|---|
| **Por capacidad de suministro** | $/kW-Mes | -1.178 |

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN * ERSEPT *

Dra. ADRIANA KARZL CORTES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT
COPIA FIEL



Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

**ANEXO IX. RTI 2025-2030.-**

**BENEFICIO - ENTIDADES SISTEMA NACIONAL BOMBEROS VOLUNTARIOS**

**Ley Nacional N° 27.629, Ley provincial N° 9.422 y Decreto Reglamentario 583/3 (ME)**

**Vigencia:** Para consumos registrados a partir de las 00.00 hs del día siguiente de la fecha de publicación de la presente Resolución en el Boletín Oficial de la Provincia de Tucumán.

**Ámbito de Aplicación:** Provincia de Tucumán

**Valores sin impuestos**

**Tarifa 1 G (Pequeñas demandas uso general)**

**Cargos por Disponibilidad de Red**

(aplicable según consumo promedio de los últimos 12 meses, incluyendo el actual, y adecuándose al período de facturación correspondiente)

| | | Unidad | Importe |
|---|---|---|---|
| C1 | Clientes con consumo <= 150 kWh/mes | $/mes | -18.984 |
| C2 | Consumo entre 151 y 300 kWh/mes | $/mes | -34.419 |
| C3 | Consumo entre 301 y 1000 kWh/mes | $/mes | -69.547 |
| C4 | Consumo entre 1001 y 1100 kWh/mes | $/mes | -151.295 |
| C5 | Clientes con consumo > 1101 kWh/mes | $/mes | -261.387 |
| | **Cargo por Energía** | $/kWh | -130,88 |

**Tarifa 1 GP (Pequeñas demandas uso general con medición de potencia)**

| | Unidad | Importe |
|---|---|---|
| **Cargo Fijo sin derecho a consumo** | $/mes | -8.884 |
| **Por capacidad de suministro** | $/kW-Mes | -28.428 |

Dr. ADRIAN EDGARDO CORTES
JEFE DE UNIDAD ADMINISTRATIVA
ERSEPT

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN
ERSEPT

**2026.-**

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

FOLIO Nº 4059

| | | |
|---|---|---|
| **Cargo por Energía** | $/kWh | -111,57 |

**Tarifa 2 (Medianas demandas)**

| | Unidad | Importe |
|---|---|---|
| **Cargo Fijo sin derecho a consumo** | $/mes | -44.411 |
| **Por capacidad de suministro contratada** | $/kW-Mes | -35.760 |
| **Cargo por Energía** | $/kWh | -111,47 |

**Tarifa 4 (Grandes demandas)**

| | Unidad | Importe |
|---|---|---|
| Cargo Fijo sin derecho a consumo | $/mes | -174.411 |
| Por capacidad de suministro equivalente | | |
| En baja tensión | $/kW-Mes | -37.969 |
| En media tensión | $/kW-Mes | -36.628 |

Tarifa 4 (potencia menor a 300 kW)

Por consumo de energía:

| | | |
|---|---|---|
| **En baja tensión** | | |
| Período horas de Punta | $/kWh | -113,12 |
| Período horas de Resto | $/kWh | -111,29 |
| Período horas de Valle | $/kWh | -110,36 |
| **En media tensión** | | |
| Período horas de Punta | $/kWh | -101,05 |
| Período horas de Resto | $/kWh | -99,42 |
| Período horas de Valle | $/kWh | -98,59 |

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN * ERSEPT *

COPIA FIEL



Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

Tarifa 4 (Potencia iguales o mayores a 300 kW)

Por capacidad de suministro equivalente

| | | |
|---|---|---|
| En baja tensión | $/kW-Mes | -37.969 |
| En media tensión | $/kW-Mes | -36.628 |

Por consumo de energía:

| | | |
|---|---|---|
| **En baja tensión** | | |
| Período horas de Punta | $/kWh | -109,83 |
| Período horas de Resto | $/kWh | -108,08 |
| Período horas de Valle | $/kWh | -107,20 |
| **En media tensión** | | |
| Período horas de Punta | $/kWh | -98,11 |
| Período horas de Resto | $/kWh | -96,56 |
| Período horas de Valle | $/kWh | -95,76 |

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN * ERSEPT *

Dra. ADRIANA ISABEL [illegible]
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA PRESIDENCIA
ERSEPT
COPIA FIEL

2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

## VALORES DESTINADOS A INVERSIONES OBLIGATORIAS DE DISTRIBUCIÓN

### Tarifa 1 G (Pequeñas demandas uso general)

**Cargos por Disponibilidad de Red**

(aplicable según consumo promedio de los últimos 12 meses, incluyendo el actual, y adecuándose al período de facturación correspondiente)

| | | Unidad | |
|---|---|---|---|
| C1 | Clientes con consumo <= 150 kWh/mes | $/mes | -706 |
| C2 | Consumo entre 151 y 300 kWh/mes | $/mes | -2.400 |
| C3 | Consumo entre 301 y 1000 kWh/mes | $/mes | -6.336 |
| C4 | Consumo entre 1001 y 1100 kWh/mes | $/mes | -15.410 |
| C5 | Clientes con consumo > 1100 kWh/mes | $/mes | -27.669 |

### Tarifa 1 GP (Pequeñas demandas uso general con medición de potencia)

| | Unidad | |
|---|---|---|
| **Por capacidad de suministro** | $/kW-Mes | -2.136 |

### Tarifa 2 (Medianas demandas)

| | Unidad | |
|---|---|---|
| **Por capacidad de suministro contratada** | $/kW-Mes | -3.033 |

### Tarifa 4 (Grandes demandas)

| | Unidad |
|---|---|
| Por capacidad de suministro equivalente | |

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

COPIA FIEL

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN * ERSEPT *

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

| | | |
|---|---|---|
| En baja tensión | $/kW-Mes | -3.414 |
| En media tensión | $/kW-Mes | -3.073 |

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN * ERSEPT *

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

COPIA FIEL

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

## ANEXO X. RTI 2025-2030.-

## GENERACIÓN DISTRIBUIDA

**Vigencia:** Para consumos registrados a partir de las 00.00 hs del día siguiente de la fecha de publicación de la presente Resolución en el Boletín Oficial de la Provincia de Tucumán.

**Ámbito de Aplicación:** Provincia de Tucumán

**Valores sin impuestos**

### Tarifa 1 R (Pequeñas demandas uso residencial)

| | Unidad | Importe |
|---|---|---|
| **Cargo por Energía Activa Inyectada Usuarios sin Subsidio Nacional** | $/kWh | 106,73 |
| **Cargo por Energía Activa Inyectada Usuarios con Subsidio Nacional** | $/kWh | 45,46 |

### Tarifa 1 RP (Pequeñas demandas uso residencial con medición de potencia)

| | Unidad | Importe |
|---|---|---|
| **Cargo por Energía Activa Inyectada Usuarios sin Subsidio Nacional** | $/kWh | 106,73 |
| **Cargo por Energía Activa Inyectada Usuarios con Subsidio Nacional** | $/kWh | 45,46 |

### Tarifa 1 RC (Pequeñas demandas uso residencial colectiva)

| | Unidad | Importe |
|---|---|---|
| **Cargo por Energía Activa Inyectada** | $/kWh | 106,77 |

### Tarifa 1 G (Pequeñas demandas uso general)

| | Unidad | Importe |
|---|---|---|
| **Cargo por Energía Activa Inyectada** | $/kWh | 90,72 |

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

COPIA FIEL

Ing. JOSE RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN * ERSEPT *

**Tarifa 1 GP (Pequeñas demandas uso general con medición de potencia)**

| | Unidad | Importe |
|---|---|---|
| **Cargo por Energía Activa Inyectada** | $/kWh | 90,72 |

**Tarifa 2 (Medianas demandas)**

| | Unidad | Importe |
|---|---|---|
| **Cargo por Energía Activa Inyectada** | $/kWh | 90,62 |

**Tarifa 4 (Grandes demandas)**

Tarifa 4 para potencia menor a 300 kW Cargo por Energía Activa Inyectada

| | Unidad | Importe |
|---|---|---|
| **En baja tensión** | | |
| Período horas de Punta | $/kWh | 92,21 |
| Período horas de Resto | $/kWh | 90,44 |
| Período horas de Valle | $/kWh | 89,54 |
| **En media tensión** | | |
| Período horas de Punta | $/kWh | 85,45 |
| Período horas de Resto | $/kWh | 83,82 |
| Período horas de Valle | $/kWh | 82,98 |

Tarifa 4 para potencia iguales o mayores a 300 kW Cargo por Energía Activa Inyectada

| | Unidad | Importe |
|---|---|---|
| **En baja tensión** | | |
| Período horas de Punta | $/kWh | 89,03 |
| Período horas de Resto | $/kWh | 87,35 |

Dra. ADRIANA RAQUEL OSORES
JEFA DE ÁREA SECRETARÍA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN * ERSEPT *

2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

| | | |
|---|---|---|
| Período horas de Valle | $/kWh | 86,49 |

**En media tensión**

| | | |
|---|---|---|
| Período horas de Punta | $/kWh | 82,51 |
| Período horas de Resto | $/kWh | 80,95 |
| Período horas de Valle | $/kWh | 80,15 |

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN * ERSEPT *

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT
COPIA FIEL

2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

## ANEXO XI. RTI 2025-2030.-

### CUADRO TARIFARIO DE REFERENCIA

**Vigencia:** Para consumos registrados a partir de las 00.00 hs del día 15/05/2026

**Ámbito de Aplicación:** Provincia de Tucumán

**Valores sin impuestos**

### Tarifa 1 R (Pequeñas demandas uso residencial)

**Cargos por Disponibilidad de Red**

(aplicable según consumo promedio de los últimos 12 meses, incluyendo el actual, y adecuándose al período de facturación correspondiente)

| | | Unidad | Importe |
|---|---|---|---|
| C1 | Clientes con consumo <= 150 kWh | $/mes | 8.963 |
| C2 | Consumo entre 151 y 275 kWh/mes | $/mes | 17.980 |
| C3 | Consumo entre 276 y 500 kWh/mes | $/mes | 38.951 |
| C4 | Clientes con consumo > 500 kWh/mes | $/mes | 76.735 |
| | **Cargo por Energía** | $/kWh | 146,59 |
| | **Cargo de Eficiencia Energética** | $/kWh | 20,20 |

(aplicable a consumo actual excedente 750 kwh/mes, no incluye usuarios alcanzados por tarifa social)

### Tarifa 1 RP (Pequeñas demandas uso residencial con medición de potencia)

| | Unidad | Importe |
|---|---|---|
| Cargo Fijo sin derecho a consumo | $/mes | 4.339 |
| Por capacidad de suministro | $/kW-Mes | 22.979 |
| **Cargo por Energía** | $/kWh | 128,16 |
| **Cargo de Eficiencia Energética** | $/kWh | 17,66 |

Dra. ADRIANA ISABEL CHORES
GTA DE UNIDAD ESPECIALIZADA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN * ERSEPT *

2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

(aplicable a consumo actual excedente 750 kwh/mes, no incluye usuarios alcanzados por tarifa social)

**Tarifa 1 RC (Pequeñas demandas uso residencial colectiva)**

**Cargos por Disponibilidad de Red**

(aplicable según consumo promedio de los últimos 12 meses, incluyendo el actual, y adecuándose al período de facturación correspondiente)

| | | Unidad | Importe |
|---|---|---|---|
| C1 | Clientes con consumo <= 150 kWh/mes | $/mes | 20.965 |
| C2 | Consumo entre 151 y 300 kWh/mes | $/mes | 37.003 |
| C3 | Consumo entre 301 y 1000 kWh/mes | $/mes | 78.587 |
| C4 | Clientes con consumo > 1000 kWh/mes | $/mes | 239.918 |
| | **Cargo por Energía** | $/kWh | 147,50 |

**Tarifa 1 G (Pequeñas demandas uso general)**

**Cargos por Disponibilidad de Red**

(aplicable según consumo promedio de los últimos 12 meses, incluyendo el actual, y adecuándose al período de facturación correspondiente)

| | | Unidad | Importe |
|---|---|---|---|
| C1 | Clientes con consumo <= 150 kWh/mes | $/mes | 21.369 |
| C2 | Consumo entre 151 y 300 kWh/mes | $/mes | 39.960 |
| C3 | Consumo entre 301 y 1000 kWh/mes | $/mes | 82.356 |
| C4 | Consumo entre 1001 y 1100 kWh/mes | $/mes | 180.925 |
| C5 | Clientes con consumo > 1100 kWh/mes | $/mes | 313.712 |
| | **Cargo por Energía** | $/kWh | 130,88 |

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

COPIA FIEL

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN * ERSEPT *

2026.-

**Tarifa 1 GP (Pequeñas demandas uso general con medición de potencia)**

| | Unidad | Importe |
|---|---|---|
| **Cargo Fijo sin derecho a consumo** | $/mes | 9.642 |
| **Por capacidad de suministro** | $/kW-Mes | 32.369 |
| **Cargo por Energía** | $/kWh | 111,57 |

**Tarifa 2 (Medianas demandas)**

| | Unidad | Importe |
|---|---|---|
| **Cargo Fijo sin derecho a consumo** | $/mes | 48.199 |
| **Por capacidad de suministro contratada** | $/kW-Mes | 41.356 |
| **Cargo por Energía** | $/kWh | 111,47 |

**Tarifa 3 (Alumbrado público)**

| | Unidad | Importe |
|---|---|---|
| **Cargo por Energía** | $/kWh | 324,43 |

**Tarifa 4 (Grandes demandas)**

| | Unidad | Importe |
|---|---|---|
| Cargo Fijo sin derecho a consumo | $/mes | 189.288 |
| Por capacidad de suministro equivalente | | |
| En baja tensión | $/kW-Mes | 44.267 |
| En media tensión | $/kW-Mes | 42.297 |

Tarifa 4 (potencia menor a 300 kW)

Por consumo de energía:

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN * ERSEPT *

Ing. JOSE RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

| | | |
|---|---|---|
| **En baja tensión** | | |
| Período horas de Punta | $/kWh | 113,12 |
| Período horas de Resto | $/kWh | 111,29 |
| Período horas de Valle | $/kWh | 110,36 |
| **En media tensión** | | |
| Período horas de Punta | $/kWh | 101,05 |
| Período horas de Resto | $/kWh | 99,42 |
| Período horas de Valle | $/kWh | 98,59 |

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 | 22,62 |
| En media tensión | $/kVARh | 20,21 |

Recargo por tg phi>0,42 por la energía reactiva inductiva en exceso del 42% de la energía activa.

| | | |
|---|---|---|
| En baja tensión | $/kVARh | 113,12 |
| En media tensión | $/kVARh | 101,05 |

Tarifa 4 (Potencia iguales o mayores a 300 kW)

Por capacidad de suministro equivalente

| | | |
|---|---|---|
| En baja tensión | $/kW-Mes | 44.267 |
| En media tensión | $/kW-Mes | 42.297 |

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

Por consumo de energía:

**En baja tensión**

COPIA FIEL

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN * ERSEPT *

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

| | | |
|---|---|---|
| Período horas de Punta | $/kWh | 109,83 |
| Período horas de Resto | $/kWh | 108,08 |
| Período horas de Valle | $/kWh | 107,20 |
| | | |
| **En media tensión** | | |
| Período horas de Punta | $/kWh | 98,11 |
| Período horas de Resto | $/kWh | 96,56 |
| Período horas de Valle | $/kWh | 95,76 |

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 | 21,97 |
| En media tensión | $/kVARh | 19,62 |

Recargo por tg phi>0,42 por la energía reactiva inductiva en exceso del 42% de la energía activa.

| | | |
|---|---|---|
| En baja tensión | $/kVARh | 109,83 |
| En media tensión | $/kVARh | 98,11 |

**Tarifa 5 - Peaje (Medianas demandas)**

| | **Unidad** | **Importe** |
|---|---|---|
| Cargo Fijo sin derecho a consumo | $/mes | 48.199 |
| Por capacidad de suministro contratada | $/kW-Mes | 34.165 |
| Todo el consumo | $/kWh | 15,65 |

**Tarifa 6 - Peaje (Grandes demandas)**

| | **Unidad** | **Importe** |
|---|---|---|
| Cargo Fijo sin derecho a consumo | $/mes | 189.288 |

Dra. ADRIANA RAFFI OSORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

COPIA FIEL

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN ERSEPT

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

Por capacidad de suministro equivalente

| | | |
|---|---|---|
| En baja tensión | $/kW-Mes | 38.046 |
| En media tensión | $/kW-Mes | 33.629 |

Tarifa 6 (potencia menor a 300 kW)

Por consumo de energía:

**En baja tensión**

| | | |
|---|---|---|
| Período horas de Punta | $/kWh | 15,88 |
| Período horas de Resto | $/kWh | 15,62 |
| Período horas de Valle | $/kWh | 15,49 |

**En media tensión**

| | | |
|---|---|---|
| Período horas de Punta | $/kWh | 3,81 |
| Período horas de Resto | $/kWh | 3,75 |
| Período horas de Valle | $/kWh | 3,72 |

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 | 22,62 |
| En media tensión | $/kVARh | 20,21 |

Recargo por tg phi>0,42 por la energía reactiva inductiva en exceso del 42% de la energía activa.

| | | |
|---|---|---|
| En baja tensión | $/kVARh | 113,12 |
| En media tensión | $/kVARh | 101,05 |

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

Tarifa 6 (Potencia iguales o mayores a 300 kW)

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN * ERSEPT *

COPIA FIEL



Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

Por capacidad de suministro equivalente

| | | |
|---|---|---|
| En baja tensión | $/kW-Mes | 38.046 |
| En media tensión | $/kW-Mes | 33.629 |

Por consumo de energía:

| | | |
|---|---|---|
| **En baja tensión** | | |
| Período horas de Punta | $/kWh | 15,42 |
| Período horas de Resto | $/kWh | 15,17 |
| Período horas de Valle | $/kWh | 15,05 |
| **En media tensión** | | |
| Período horas de Punta | $/kWh | 3,70 |
| Período horas de Resto | $/kWh | 3,64 |
| Período horas de Valle | $/kWh | 3,61 |

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 | 21,97 |
| En media tensión | $/kVARh | 19,62 |

Recargo por tg phi>0,42 por la energía reactiva inductiva en exceso del 42% de la energía activa.

| | | |
|---|---|---|
| En baja tensión | $/kVARh | 109,83 |
| En media tensión | $/kVARh | 98,11 |

**Servicio de suspensión y rehabilitación**

| | | |
|---|---|---|
| Tarifa 1-uso residencial | $ | 10.608 |

Ing. ADRIANA ISABEL OLIVERA
JEFE DE UNIDAD ESTRATEGIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN * ERSEPT *

| | | |
|---|---|---|
| Tarifa 1 uso residencial colectivo | $ | 29.249 |
| Tarifa 1 uso general | $ | 29.249 |
| Tarifa 2 | $ | 70.831 |
| Tarifa 4 | $ | 123.973 |
| Tarifa 5 | $ | 70.831 |
| Tarifa 6 | $ | 123.973 |

**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 | $ | 53.040 |
| Conexión aérea monofásica tarifa 1 RC | $ | 67.766 |
| Conexión aérea monofásica tarifa 1 G | $ | 67.766 |
| Conexión aérea trifásica tarifa 1 R | $ | 117.862 |
| Conexión aérea trifásica tarifa 1 RC | $ | 135.507 |
| Conexión aérea trifásica tarifa 1 G | $ | 135.507 |
| Conexión aérea trifásica tarifa 2 | $ | 274.432 |
| Conexión aérea trifásica tarifa RP | $ | 274.432 |
| Conexión aérea trifásica tarifa GP | $ | 274.432 |
| Conexión equipo de medición | $ | 423.507 |

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN * ERSEPT *

COPIA FIEL

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

## ANEXO XII. RTI 2025-2030.-

## CUADRO TARIFARIO DE APLICACIÓN

**Vigencia:** Para consumos registrados a partir de las 00.00 hs del día 15/05/2026

**Ámbito de Aplicación:** Provincia de Tucumán

**Valores sin impuestos**

### Tarifa 1 R (Pequeñas demandas uso residencial)

**Cargos por Disponibilidad de Red**

(aplicable según consumo promedio de los últimos 12 meses, incluyendo el actual, y adecuándose al período de facturación correspondiente)

| | | Unidad | Importe |
|---|---|---|---|
| C1 | Clientes con consumo <= 150 kWh | $/mes | 8.472 |
| C2 | Consumo entre 151 y 275 kWh/mes | $/mes | 16.943 |
| C3 | Consumo entre 276 y 500 kWh/mes | $/mes | 35.991 |
| C4 | Clientes con consumo > 500 kWh/mes | $/mes | 70.544 |
| | **Cargo por Energía** | $/kWh | 146,59 |
| | **Cargo de Eficiencia Energética** | $/kWh | 20,20 |

(aplicable a consumo actual excedente 750 kwh/mes, no incluye usuarios alcanzados por tarifa social)

### Tarifa 1 RP (Pequeñas demandas uso residencial con medición de potencia)

| | Unidad | Importe |
|---|---|---|
| Cargo Fijo sin derecho a consumo | $/mes | 4.339 |
| Por capacidad de suministro | $/kW-Mes | 21.701 |
| **Cargo por Energía** | $/kWh | 128,16 |
| **Cargo de Eficiencia Energética** | $/kWh | 17,66 |

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN * ERSEPT *

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

Dra. ADRIANA GABRIEL OSORES
JEFA DE ÁREA SECRETARÍA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

FOLIO N° 4069

(aplicable a consumo actual excedente 750 kwh/mes, no incluye usuarios alcanzados por tarifa social)

**Tarifa 1 RC (Pequeñas demandas uso residencial colectiva)**

**Cargos por Disponibilidad de Red**

(aplicable según consumo promedio de los últimos 12 meses, incluyendo el actual, y adecuándose al período de facturación correspondiente)

| | | Unidad | Importe |
|---|---|---|---|
| C1 | Clientes con consumo <= 150 kWh/mes | $/mes | 20.240 |
| C2 | Consumo entre 151 y 300 kWh/mes | $/mes | 34.736 |
| C3 | Consumo entre 301 y 1000 kWh/mes | $/mes | 72.160 |
| C4 | Clientes con consumo > 1000 kWh/mes | $/mes | 217.244 |
| | **Cargo por Energía** | $/kWh | 147,50 |

**Tarifa 1 G (Pequeñas demandas uso general)**

**Cargos por Disponibilidad de Red**

(aplicable según consumo promedio de los últimos 12 meses, incluyendo el actual, y adecuándose al período de facturación correspondiente)

| | | Unidad | Importe |
|---|---|---|---|
| C1 | Clientes con consumo <= 150 kWh/mes | $/mes | 20.604 |
| C2 | Consumo entre 151 y 300 kWh/mes | $/mes | 37.355 |
| C3 | Consumo entre 301 y 1000 kWh/mes | $/mes | 75.479 |
| C4 | Consumo entre 1001 y 1100 kWh/mes | $/mes | 164.200 |
| C5 | Clientes con consumo > 1100 kWh/mes | | 283.683 |
| | **Cargo por Energía** | $/kWh | 130,88 |

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN * ERSEPT *

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

COPIA FIEL

**Tarifa 1 GP (Pequeñas demandas uso general con medición de potencia)**

| | Unidad | Importe |
|---|---|---|
| **Cargo Fijo sin derecho a consumo** | $/mes | 9.642 |
| **Por capacidad de suministro** | $/kW-Mes | 30.051 |
| **Cargo por Energía** | $/kWh | 111,57 |

**Tarifa 2 (Medianas demandas)**

| | Unidad | Importe |
|---|---|---|
| **Cargo Fijo sin derecho a consumo** | $/mes | 48.199 |
| **Por capacidad de suministro contratada** | $/kW-Mes | 38.063 |
| **Cargo por Energía** | $/kWh | 111,47 |

**Tarifa 3 (Alumbrado público)**

| | Unidad | Importe |
|---|---|---|
| **Cargo por Energía** | $/kWh | 305,34 |

**Tarifa 4 (Grandes demandas)**

| | Unidad | Importe |
|---|---|---|
| Cargo Fijo sin derecho a consumo | $/mes | 189.288 |
| Tarifa 4 (potencia menor a 300 kW) | | |
| Por capacidad de suministro equivalente | | |
| En baja tensión | $/kW-Mes | 40.561 |
| En media tensión | $/kW-Mes | 38.961 |

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN * ERSEPT *

Dra. ADRIANA ISABEL CORDES
JEFA DE UNIDAD ADMINISTRATIVA

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

FOLIO Nº 4065

Por consumo de energía:

| | | |
|---|---|---|
| **En baja tensión** | | |
| Período horas de Punta | $/kWh | 113,12 |
| Período horas de Resto | $/kWh | 111,29 |
| Período horas de Valle | $/kWh | 110,36 |
| **En media tensión** | | |
| Período horas de Punta | $/kWh | 101,05 |
| Período horas de Resto | $/kWh | 99,42 |
| Período horas de Valle | $/kWh | 98,59 |

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 | 22,62 |
| En media tensión | $/kVARh | 20,21 |

Recargo por tg phi>0,42 por la energía reactiva inductiva en exceso del 42% de la energía activa.

| | | |
|---|---|---|
| En baja tensión | $/kVARh | 113,12 |
| En media tensión | $/kVARh | 101,05 |

Tarifa 4 (Potencia iguales o mayores a 300 kW)

Por capacidad de suministro equivalente

| | | |
|---|---|---|
| En baja tensión | $/kW-Mes | 40.561 |
| En media tensión | $/kW-Mes | 38.961 |

Por consumo de energía:

Dra. ADRIANA ISABEL SORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

COPIA FIEL

ELITE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN * ERSEPT *

2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

| | | |
|---|---|---|
| **En baja tensión** | | |
| Período horas de Punta | $/kWh | 109,83 |
| Período horas de Resto | $/kWh | 108,08 |
| Período horas de Valle | $/kWh | 107,20 |
| **En media tensión** | | |
| Período horas de Punta | $/kWh | 98,11 |
| Período horas de Resto | $/kWh | 96,56 |
| Período horas de Valle | $/kWh | 95,76 |

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 | 21,97 |
| En media tensión | $/kVARh | 19,62 |

Recargo por tg phi>0,42 por la energía reactiva inductiva en exceso del 42% de la energía activa.

| | | |
|---|---|---|
| En baja tensión | $/kVARh | 109,83 |
| En media tensión | $/kVARh | 98,11 |

**Tarifa 5 - Peaje (Medianas demandas)**

| | Unidad | Importe |
|---|---|---|
| Cargo Fijo sin derecho a consumo | $/mes | 48.199 |
| Por capacidad de suministro contratada | $/kW-Mes | 30.873 |
| Todo el consumo | $/kWh | 15,648 |

**Tarifa 6 - Peaje (Grandes demandas)**

| | Unidad | Importe |
|---|---|---|

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN * ERSEPT *

Dra. ADRIANA ISABEL COSTAS
JEFA DE DPTO. SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

Ing. JOSE RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

| | | |
|---|---|---|
| Cargo Fijo sin derecho a consumo | $/mes | 189.288 |

Tarifa 6 (potencia menor a 300 kW)

Por capacidad de suministro equivalente

| | | |
|---|---|---|
| En baja tensión | $/kW-Mes | 34.340 |
| En media tensión | $/kW-Mes | 30.294 |

Por consumo de energía:

**En baja tensión**

| | | |
|---|---|---|
| Período horas de Punta | $/kWh | 15,88 |
| Período horas de Resto | $/kWh | 15,62 |
| Período horas de Valle | $/kWh | 15,49 |

**En media tensión**

| | | |
|---|---|---|
| Período horas de Punta | $/kWh | 3,81 |
| Período horas de Resto | $/kWh | 3,75 |
| Período horas de Valle | $/kWh | 3,72 |

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 | 22,62 |
| En media tensión | $/kVARh | 20,21 |

Recargo por tg phi>0,42 por la energía reactiva inductiva en exceso del 42% de la energía activa.

| | | |
|---|---|---|
| En baja tensión | $/kVARh | 113,12 |
| En media tensión | $/kVARh | 101,05 |

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN * ERSEPT *

COPIA FIEL

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

Tarifa 6 (Potencia iguales o mayores a 300 kW)

Por capacidad de suministro equivalente

| | | |
|---|---|---|
| En baja tensión | $/kW-Mes | 34.340 |
| En media tensión | $/kW-Mes | 30.294 |

Por consumo de energía:

| | | |
|---|---|---|
| **En baja tensión** | | |
| Período horas de Punta | $/kWh | 15,42 |
| Período horas de Resto | $/kWh | 15,17 |
| Período horas de Valle | $/kWh | 15,05 |
| **En media tensión** | | |
| Período horas de Punta | $/kWh | 3,70 |
| Período horas de Resto | $/kWh | 3,64 |
| Período horas de Valle | $/kWh | 3,61 |

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 | 21,97 |
| En media tensión | $/kVARh | 19,62 |

Dra. ADRIANA ISABEL ORTIZ
JEFA DE DEPARTAMENTO ADMINISTRATIVA
ERSEPT

Recargo por tg phi>0,42 por la energía reactiva inductiva en exceso del 42% de la energía activa.

| | | |
|---|---|---|
| En baja tensión | $/kVARh | 109,83 |
| En media tensión | $/kVARh | 98,11 |

COPIA

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN * ERSEPT *

**2026.-**

Ing. JOSE RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

**Servicio de suspensión y rehabilitación**

| | | |
|---|---|---|
| Tarifa 1 uso residencial | $ | 10.608 |
| Tarifa 1 uso residencial colectivo | $ | 29.249 |
| Tarifa 1 uso general | $ | 29.249 |
| Tarifa 2 | $ | 70.831 |
| Tarifa 4 | $ | 123.973 |
| Tarifa 5 | $ | 70.831 |
| Tarifa 6 | $ | 123.973 |

**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 | $ | 53.040 |
| Conexión aérea monofásica tarifa 1 RC | $ | 67.766 |
| Conexión aérea monofásica tarifa 1 G | $ | 67.766 |
| Conexión aérea trifásica tarifa 1 R | $ | 117.862 |
| Conexión aérea trifásica tarifa 1 RC | $ | 135.507 |
| Conexión aérea trifásica tarifa 1 G | $ | 135.507 |
| Conexión aérea trifásica tarifa 2 | $ | 274.432 |
| Conexión aérea trifásica tarifa RP | $ | 274.432 |
| Conexión aérea trifásica tarifa GP | $ | 274.432 |
| Conexión equipo de medición | $ | 423.507 |

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN ERSEPT

Dra. ADRIANA ISABEL OSCARES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

COPIA FIEL

**2026.-**

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

**ANEXO XIII. RTI 2025-2030.-**

## VALORES DESTINADOS A INVERSIONES OBLIGATORIAS DE DISTRIBUCIÓN

**Vigencia:** Para consumos registrados a partir de las 00.00 hs del día 15/05/2026

**Ámbito de Aplicación:** Provincia de Tucumán

**Valores sin impuestos**

### Tarifa 1 R (Pequeñas demandas uso residencial)

**Cargos por Disponibilidad de Red**

(aplicable según consumo promedio de los últimos 12 meses, incluyendo el actual, y adecuándose al período de facturación correspondiente)

| | | Unidad | Importe |
|---|---|---|---|
| C1 | Clientes con consumo <= 150 kWh | $/mes | 491 |
| C2 | Consumo entre 151 y 275 kWh/mes | $/mes | 1.037 |
| C3 | Consumo entre 276 y 500 kWh/mes | $/mes | 2.960 |
| C4 | Clientes con consumo > 500 kWh/mes | $/mes | 6.192 |

### Tarifa 1 RP (Pequeñas demandas uso residencial con medición de potencia)

| | Unidad | Importe |
|---|---|---|
| **Por capacidad de suministro** | $/kW-Mes | 1.279 |

### Tarifa 1 RC (Pequeñas demandas uso residencial colectiva)

**Cargos por Disponibilidad de Red**

(aplicable según consumo promedio de los últimos 12 meses, incluyendo el actual, y adecuándose al período de facturación correspondiente)

| | | Unidad | Importe |
|---|---|---|---|
| C1 | Clientes con consumo <= 150 kWh/mes | $/mes | 725 |

Dra. ADRIANA ISABEL CORTES
JEFA DE UNIDAD ESPECIALIZADA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN * ERSEPT *



Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

| | | | |
|---|---|---|---|
| C2 | Consumo entre 151 y 300 kWh/mes | $/mes | 2.267 |
| C3 | Consumo entre 301 y 1000 kWh/mes | $/mes | 6.428 |
| C4 | Clientes con consumo > 1000 kWh/mes | $/mes | 22.674 |

**Tarifa 1 G (Pequeñas demandas uso general)**

**Cargos por Disponibilidad de Red**

(aplicable según consumo promedio de los últimos 12 meses, incluyendo el actual, y adecuándose al período de facturación correspondiente)

| | | **Unidad** | **Importe** |
|---|---|---|---|
| C1 | Clientes con consumo <= 150 kWh/mes | $/mes | 766 |
| C2 | Consumo entre 151 y 300 kWh/mes | $/mes | 2.604 |
| C3 | Consumo entre 301 y 1000 kWh/mes | $/mes | 6.877 |
| C4 | Consumo entre 1001 y 1100 kWh/mes | $/mes | 16.725 |
| C5 | Clientes con consumo > 1100 kWh/mes | $/mes | 30.029 |

**Tarifa 1 GP (Pequeñas demandas uso general con medición de potencia)**

| | **Unidad** | **Importe** |
|---|---|---|
| **Por capacidad de suministro** | $/kW-Mes | 2.319 |

**Tarifa 2 y Tarifa 5 (Medianas demandas)**

| | **Unidad** | **Importe** |
|---|---|---|
| **Por capacidad de suministro contratada** | $/kW-Mes | 3.292 |

**Tarifa 3 (Alumbrado público)**

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

COPIA FIEL

ENTE ÚNICO REGULADOR DE SERVICIOS PÚBLICOS DE TUCUMÁN * ERSEPT *

| | Unidad | Importe |
|---|---|---|
| **Cargo por Energía** | $/kWh | 19,08 |

**Tarifa 4 y Tarifa 6 (Grandes demandas)**

| | Unidad | Importe |
|---|---|---|
| **Por capacidad de suministro equivalente** | | |
| En baja tensión | $/kW-Mes | 3.706 |
| En media tensión | $/kW-Mes | 3.336 |

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN * ERSEPT *

Dra. STEFANIA ISABEL D...
JEFA DE UNIDAD SECTORIAL ASESORAMIENTO
ERSEPT
COPIA FIEL

2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

## ANEXO XIV. RTI 2025-2030.-

## BENEFICIOS ELECTRODEPENDIENTES - PROVINCIAL

**Vigencia:** Para consumos registrados a partir de las 00.00 hs del día 15/05/2026

**Ámbito de Aplicación:** Provincia de Tucumán

**Usuarios alcanzados:** beneficiarios identificados como electrodependientes según Ley Provincial N° 9.023.

**Valores sin impuestos**

### Tarifa 1 R (Pequeñas demandas uso residencial)

**Cargos por Disponibilidad de Red**

(aplicable según consumo promedio de los últimos 12 meses, incluyendo el actual, y adecuándose al período de facturación correspondiente)

| | | Unidad | Importe |
|---|---|---|---|
| C1 | Clientes con consumo <= 150 kWh | $/mes | -8.472 |
| C2 | Consumo entre 151 y 275 kWh/mes | $/mes | -16.943 |
| C3 | Consumo entre 276 y 500 kWh/mes | $/mes | -35.991 |
| C4 | Clientes con consumo > 500 kWh/mes | $/mes | -70.544 |

### Tarifa 1 R Descuento a los valores de Inversiones Obligatorias de Distribución

**Cargos por Disponibilidad de Red**

(aplicable según consumo promedio de los últimos 12 meses, incluyendo el actual, y adecuándose al período de facturación correspondiente)

| | | Unidad | Importe |
|---|---|---|---|
| C1 | Clientes con consumo <= 150 kWh | $/mes | -491 |
| C2 | Consumo entre 151 y 250 kWh | $/mes | -1.037 |
| C3 | Consumo entre 251 y 550 kWh/mes | $/mes | -2.960 |
| C4 | Clientes con consumo > 550 kWh/mes | $/mes | -6.192 |

### Tarifa 1 RP (Pequeñas demandas uso residencial con medición de potencia)

| | | Unidad | Importe |
|---|---|---|---|

COPIA FIEL
Ing. JOSE RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

| | | |
|---|---|---|
| **Cargo Fijo sin derecho a consumo** | $/mes | -4.339 |
| **Por capacidad de suministro** | $/kW-Mes | -21.701 |

**Tarifa 1 RP Descuento cargos obras de distribución obligatoria**

| | Unidad | Importe |
|---|---|---|
| **Por capacidad de suministro** | $/kW-Mes | -1.279 |

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN * ERSEPT *

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFE DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT
COPIA FIEL

2026.-

Ing. JOSE RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

FOLIO Nº 408

**ANEXO XV. RTI 2025-2030.-**

**BENEFICIO - ENTIDADES SISTEMA NACIONAL BOMBEROS VOLUNTARIOS**

**Ley Nacional N° 27.629, Ley provincial N° 9.422 y Decreto Reglamentario 583/3 (ME)**

**Vigencia:** Para consumos registrados a partir de las 00.00 hs del día 15/05/2026

**Ámbito de Aplicación:** Provincia de Tucumán

**Valores sin impuestos**

-

**Tarifa 1 G (Pequeñas demandas uso general)**

**Cargos por Disponibilidad de Red**

(aplicable según consumo promedio de los últimos 12 meses, incluyendo el actual, y adecuándose al período de facturación correspondiente)

| | | Unidad | Importe |
|---|---|---|---|
| C1 | Clientes con consumo <= 150 kWh/mes | $/mes | -20.604 |
| C2 | Consumo entre 151 y 300 kWh/mes | $/mes | -37.355 |
| C3 | Consumo entre 301 y 1000 kWh/mes | $/mes | -75.479 |
| C4 | Consumo entre 1001 y 1100 kWh/mes | $/mes | -164.200 |
| C5 | Clientes con consumo > 1100 kWh/mes | $/mes | -283.683 |
| | **Cargo por Energía** | $/kWh | -130,88 |

**Tarifa 1 GP (Pequeñas demandas uso general con medición de potencia)**

| | Unidad | Importe |
|---|---|---|
| **Cargo Fijo sin derecho a consumo** | $/mes | - |
| **Por capacidad de suministro** | $/kW-Mes | 9.642 |

Dra. ADRIANA ISABEL OSORIO
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

COPIA FIEL

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN * ERSEPT *

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

| | | |
|---|---|---|
| | | 30.051 |
| **Cargo por Energía** | $/kWh | -111,57 |

**Tarifa 2 (Medianas demandas)**

| | Unidad | Importe |
|---|---|---|
| **Cargo Fijo sin derecho a consumo** | $/mes | -48.199 |
| **Por capacidad de suministro contratada** | $/kW-Mes | -38.063 |
| **Cargo por Energía** | $/kWh | -111,47 |

**Tarifa 4 (Grandes demandas)**

| | Unidad | Importe |
|---|---|---|
| Cargo Fijo sin derecho a consumo | $/mes | -189.288 |
| Por capacidad de suministro equivalente | | |
| En baja tensión | $/kW-Mes | -40.561 |
| En media tensión | $/kW-Mes | -38.961 |

Tarifa 4 (potencia menor a 300 kW)

Por consumo de energía:

| | | |
|---|---|---|
| **En baja tensión** | | |
| Período horas de Punta | $/kWh | -113,12 |
| Período horas de Resto | $/kWh | -111,29 |
| Período horas de Valle | $/kWh | -110,36 |
| **En media tensión** | | |
| Período horas de Punta | $/kWh | -101,05 |

Dra. ADRIANA ISABEL GOMEZ
JEFA DEPARTAMENTO ASESORIA LEGAL
ERSEPT

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN * ERSEPT *

2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

FOLIO N° 4074

| | | |
|---|---|---|
| Período horas de Resto | $/kWh | -99,42 |
| Período horas de Valle | $/kWh | -98,59 |

Tarifa 4 (Potencia iguales o mayores a 300 kW)

Por capacidad de suministro equivalente

| | | |
|---|---|---|
| En baja tensión | $/kW-Mes | -44.267 |
| En media tensión | $/kW-Mes | -42.297 |

Por consumo de energía:

**En baja tensión**

| | | |
|---|---|---|
| Período horas de Punta | $/kWh | -109,83 |
| Período horas de Resto | $/kWh | -108,08 |
| Período horas de Valle | $/kWh | -107,20 |

**En media tensión**

| | | |
|---|---|---|
| Período horas de Punta | $/kWh | -98,11 |
| Período horas de Resto | $/kWh | -96,56 |
| Período horas de Valle | $/kWh | -95,76 |

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN * ERSEPT *

JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT
COPIA FIEL

2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

**VALORES DESTINADOS A INVERSIONES OBLIGATORIAS DE DISTRIBUCIÓN**

**Tarifa 1 G (Pequeñas demandas uso general)**

**Cargos por Disponibilidad de Red**

(aplicable según consumo promedio de los últimos 12 meses, incluyendo el actual, y adecuándose al período de facturación correspondiente)

| | | Unidad | |
|---|---|---|---|
| C1 | Clientes con consumo <= 150 kWh/mes | $/mes | -766 |
| C2 | Consumo entre 151 y 300 kWh/mes | $/mes | -2.604 |
| C3 | Consumo entre 301 y 1000 kWh/mes | $/mes | -6.877 |
| C4 | Consumo entre 1001 y 1100 kWh/mes | $/mes | -16.725 |
| C5 | Clientes con consumo > 1100 kWh/mes | $/mes | -30.029 |

**Tarifa 1 GP (Pequeñas demandas uso general con medición de potencia)**

| | Unidad | |
|---|---|---|
| **Por capacidad de suministro** | $/kW-Mes | -2.319 |

**Tarifa 2 (Medianas demandas)**

| | Unidad | |
|---|---|---|
| **Por capacidad de suministro contratada** | $/kW-Mes | -3.292 |

**Tarifa 4 (Grandes demandas)**

| | Unidad | |
|---|---|---|
| Por capacidad de suministro equivalente | | |

COPIA FIEL

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN * ERSEPT *

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

2026.-

| | | |
|---|---|---|
| En baja tensión | $/kW-Mes | -3.706 |
| En media tensión | $/kW-Mes | -3.336 |

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN * ERSEPT *

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

COPIA FIEL

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

**2026.-**

## ANEXO XVI– RTI EDET S.A 2025 – 2030

## MANUAL DE CONTABILIDAD REGULATORIA

PARTE I – DISPOSICIONES GENERALES

### I. Objeto y finalidad

El presente Manual de Contabilidad Regulatoria tiene por objeto establecer el marco general aplicable a la presentación, registro, clasificación, conciliación, remisión y control de la información económica, financiera, contable y complementaria de EDET S.A., en su carácter de concesionaria del servicio público de distribución de energía eléctrica bajo jurisdicción del ERSEPT.

Su finalidad es dotar al ERSEPT de una base informativa homogénea, verificable, trazable y comparable, que permita sustentar los procesos tarifarios, fortalecer el control regulatorio y evaluar el desempeño económico, financiero, técnico y de gestión de la concesionaria.

### II. Alcance

El presente Manual será aplicable a toda la información económica, financiera, contable y complementaria que EDET S.A. deba presentar al ERSEPT en el marco de los procesos tarifarios, revisiones periódicas o extraordinarias, mecanismos de control y auditoría, reportes periódicos y demás requerimientos formulados por el Ente en ejercicio de sus facultades regulatorias.

Sus disposiciones alcanzarán tanto a las actividades reguladas como a la separación contable respecto de actividades no reguladas o complementarias, a fin de resguardar la transparencia, la trazabilidad y la adecuada imputación de costos, ingresos y resultados.

### III. Marco normativo y principios rectores

El presente Manual se sustenta en el marco normativo aplicable al servicio público de distribución de energía eléctrica, incluyendo la normativa nacional y provincial vigente, el Contrato de Concesión de EDET S.A., las resoluciones del ERSEPT y las normas contables profesionales aplicables en forma supletoria, en tanto no contradigan las disposiciones regulatorias específicas.

Su interpretación y aplicación se regirá por los principios de transparencia, consistencia, trazabilidad, causalidad, integridad, comparabilidad y no discriminación.

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE UNIDAD GOBIERNO CORPORATIVO
ERSEPT

### IV. Carácter obligatorio y facultades del ERSEPT

Las disposiciones del presente Manual serán de cumplimiento obligatorio para EDET S.A., sin perjuicio de la facultad del ERSEPT de extender su aplicación, total o parcial, a otros agentes del sector eléctrico provincial mediante resolución fundada.

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN * ERSEPT *

**2026.-**

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

El ERSEPT, en su carácter de autoridad de aplicación, podrá dictar, interpretar, complementar, actualizar y modificar las disposiciones del Manual y sus instrumentos complementarios; requerir información adicional, ampliatoria o aclaratoria; establecer formatos, periodicidades y canales de remisión; y realizar auditorías, verificaciones, conciliaciones, observaciones y glosas cuando corresponda.

El incumplimiento de las disposiciones contenidas en el presente Manual podrá constituir infracción sujeta al régimen sancionatorio vigente, sin perjuicio de las medidas de corrección que determine el Ente.

**V. Vigencia, implementación progresiva y confidencialidad**

El presente Manual entrará en vigencia a partir del acto administrativo que lo apruebe. Desde dicha fecha, EDET S.A. deberá iniciar el proceso de adecuación progresiva de sus sistemas contables, administrativos, documentales e informáticos, conforme a las disposiciones que el ERSEPT dicte para su implementación y desarrollo.

El contenido operativo del Manual, incluyendo anexos técnicos, instructivos, formatos, catálogos, validaciones y cronogramas, podrá ser reglamentado gradualmente por el ERSEPT mediante instrumentos complementarios. Durante dicho período, la concesionaria deberá mantener la trazabilidad y conciliación entre su contabilidad societaria y la información regulatoria exigida.

La información remitida al ERSEPT tendrá carácter público a los fines de la transparencia regulatoria, salvo aquella respecto de la cual la empresa solicite reserva y cuya confidencialidad sea admitida por el Ente mediante resolución fundada.

PARTE II – SISTEMA DE CONTABILIDAD REGULATORIA

**VI. Objeto del sistema**

El Sistema de Contabilidad Regulatoria constituye el conjunto de normas, criterios, procedimientos, estructuras contables, reportes y mecanismos de conciliación que el ERSEPT establecerá a fin de disponer de información homogénea, verificable y comparable para la regulación tarifaria, el control económico-financiero y la evaluación del desempeño de la concesionaria.

**VII. Desarrollo del sistema**

El diseño, contenido y alcance específico del Sistema de Contabilidad Regulatoria serán establecidos por el ERSEPT mediante resoluciones, manuales técnicos, instructivos, plantillas, catálogos y demás instrumentos complementarios que resulten necesarios. Tales instrumentos podrán comprender, entre otros aspectos, el plan de cuentas regulatorio, los criterios de imputación y asignación, las reglas de valuación, los modelos de estados regulatorios y los mecanismos de auditoría y conciliación.

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

**VIII. Obligaciones de EDET S.A.**

EDET S.A. deberá implementar las adaptaciones necesarias para cumplir con los requerimientos regulatorios que establezca el ERSEPT; registrar, conservar y remitir la

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN ERSEPT

COPIA FIEL



Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

información conforme a los formatos, criterios y periodicidades definidas por el Ente; mantener la trazabilidad entre contabilidad societaria y contabilidad regulatoria; garantizar respaldo documental suficiente; y responder en tiempo y forma a los requerimientos de aclaración, ajuste o ampliación que le sean formulados.

**IX. Estados e informes regulatorios**

El ERSEPT establecerá los modelos, contenidos mínimos y formatos de presentación de los estados e informes regulatorios, incluyendo, como mínimo, estados patrimoniales y de resultados regulatorios, flujo de fondos, ejecución de inversiones, notas, conciliaciones y toda otra información económico-financiera, patrimonial, técnica, comercial o de gestión que resulte relevante para fines regulatorios.

PARTE III – INFORMACIÓN REGULATORIA COMPLEMENTARIA

**X. Objeto y alcance**

La Información Regulatoria Complementaria comprende el conjunto de bases de datos, indicadores y reportes no estrictamente contables que resultan necesarios para la supervisión integral de la gestión económica, técnica, comercial y operativa de EDET S.A., complementando la información proveniente de la contabilidad regulatoria.

**XI. Contenido, formatos y control**

El contenido, periodicidad, formatos y nivel de desagregación de la Información Regulatoria Complementaria serán definidos por el ERSEPT mediante instrumentos complementarios. La información remitida estará sujeta a auditorías, controles de consistencia, requerimientos de aclaración, observaciones, glosas y demás verificaciones que el Ente considere necesarias.

El ERSEPT podrá publicar indicadores agregados, tableros o informes de desempeño elaborados sobre la base de esta información, conforme a criterios de transparencia regulatoria y resguardo de información sensible cuando corresponda.

PARTE IV – IMPLEMENTACIÓN, ACTUALIZACIÓN Y DISPOSICIONES FINALES

**XII. Gobierno del sistema y canales de remisión**

El ERSEPT será la autoridad de gobierno del Sistema de Contabilidad Regulatoria y de la Información Regulatoria Complementaria, administrando los requerimientos de información, sus cronogramas, validaciones, mecanismos de control, criterios interpretativos y canales digitales de remisión. La información deberá remitirse por los medios, plataformas y formatos que defina el Ente.

**XIII. Planes de adecuación y cronogramas**

El ERSEPT podrá establecer cronogramas de implementación progresiva, calendarios regulatorios de presentaciones, remisiones transitorias, pruebas piloto y planes de adecuación, fijando los hitos, plazos y condiciones que resulten necesarios para la puesta en funcionamiento del sistema.

Dra. ADRIANA INES CUCCO
JEFA DE UNIDAD GERENCIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN * ERSEPT *

2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

FOLIO N° 4079

**XIV. Actualización del Manual**

El presente Manual podrá ser actualizado, ampliado o precisado por el ERSEPT mediante resolución, cuando resulte necesario adecuarlo a cambios normativos, metodológicos, tecnológicos o de gestión, o bien incorporar nuevos instrumentos, módulos, formatos, definiciones o criterios de reporte.

**XV. Disposiciones finales**

Toda comunicación oficial vinculada con la aplicación del presente Manual se cursará por los canales que determine el ERSEPT.

Las situaciones no previstas serán resueltas por el Ente conforme a sus facultades regulatorias y de control.

El presente Manual y sus instrumentos complementarios tendrán carácter obligatorio desde su entrada en vigencia, en los términos y con el alcance establecidos en el acto administrativo que los apruebe.-

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN * ERSEPT *

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT
COPIA FIEL

2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

## ANEXO XVII – RTI EDET SA 2025-2030

## TRATAMIENTO REGULATORIO DE LOS ESQUEMAS DE ABASTECIMIENTO FUERA DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM)

**Objeto y alcance**

El presente Anexo tiene por objeto establecer el tratamiento regulatorio aplicable a los esquemas de abastecimiento de energía eléctrica fuera del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) vinculados a la prestación del servicio público de distribución a cargo de EDET S.A., así como fijar los criterios para su evaluación, reconocimiento tarifario, continuidad, revisión, sustitución y eventual tratamiento regulatorio específico.

Las disposiciones del presente Anexo serán aplicables a todo esquema de abastecimiento fuera del MEM actualmente existente o que pudiera presentarse durante el período tarifario, en tanto su costo, continuidad o eventual sustitución resulte relevante a los fines del régimen tarifario y del costo global eficiente del servicio.

**Esquemas actualmente identificados**

Sin perjuicio del alcance general definido precedentemente, a la fecha de aprobación del presente Anexo se identifican, entre otros, los siguientes esquemas de abastecimiento fuera del MEM cuya evaluación regulatoria corresponde efectuar en el marco del presente régimen:

a) costos de abastecimiento en Tafí del Valle;
b) generación aislada en Amaicha del Valle;
c) energía adquirida a la Provincia de Salta;
d) generación distribuida local bajo esquemas previos;
e) generación de respaldo para picos de demanda;
f) generación en Central Independencia.

**Criterio regulatorio general**

El reconocimiento tarifario de los esquemas de abastecimiento fuera del MEM se regirá por el **criterio de costo global eficiente del servicio**, conforme al cual sólo corresponderá reconocer aquellos costos que resulten razonables, necesarios y consistentes con una prestación del servicio orientada al menor costo global eficiente para el usuario.

A tal efecto, no bastará acreditar la razonabilidad aislada del esquema de abastecimiento actualmente utilizado, sino que deberá evaluarse si dicho esquema responde a una configuración eficiente del sistema en su conjunto o si, por el contrario, deriva de restricciones, omisiones de adecuación o decisiones de expansión de red que admiten soluciones estructurales de menor costo total.

Dra. ADRIANA ISABEL OLMOS
JEFA DE UNIDAD DE GESTIÓN ADMINISTRATIVA
ERSEPT

2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

Los costos fuera del MEM no constituyen una categoría homogénea ni automáticamente reconocible. Su tratamiento deberá analizarse en cada caso según:

a) su naturaleza técnica y operativa;

b) su razonabilidad económica;
c) la existencia de alternativas de menor costo total;
d) la posibilidad efectiva de sustitución por soluciones estructurales más eficientes;
e) su temporalidad;
f) y su compatibilidad con la protección del usuario y la sostenibilidad del servicio.

En consecuencia, los esquemas de abastecimiento fuera del MEM serán considerados, en general, como esquemas sujetos a evaluación periódica, eventual transitoriedad, redefinición o sustitución, y no como componentes permanentes de la tarifa, salvo resolución expresa y fundada del ERSEPT en sentido contrario.

**Condiciones generales de reconocimiento tarifario**

El reconocimiento tarifario de costos de abastecimiento fuera del MEM quedará sujeto, como mínimo, al cumplimiento concurrente de las siguientes condiciones:

a) **condición de necesidad**: que el esquema resulte necesario para garantizar continuidad y calidad del servicio;
b) **condición de razonabilidad**: que no exista una alternativa técnica y económicamente superior razonablemente implementable en un plazo compatible con las necesidades de continuidad y calidad del servicio;
c) **condición de temporalidad**: que su reconocimiento se encuentre expresamente acotado en el tiempo y sometido a revisión periódica;
d) **condición de evaluación comparativa**: que, cuando existan alternativas, la Distribuidora presente análisis comparativos consistentes con los criterios regulatorios establecidos en la RTI;
e) **condición de trazabilidad**: que los costos reconocidos sean verificables, identificables y atribuibles al esquema correspondiente;
f) **condición de revisión**: que su mantenimiento pueda ser redefinido, limitado o discontinuado por el ERSEPT en función de la evolución de las condiciones técnicas, económicas o regulatorias.

El reconocimiento de estos costos no generará derecho adquirido a su continuidad futura.

**Metodología de evaluación regulatoria**

La evaluación regulatoria de cada esquema fuera del MEM deberá realizarse sobre la base de una comparación de costo total, considerando, como mínimo:

a) costos actuales del abastecimiento fuera del MEM;
b) costos de inversión requeridos por alternativas de sustitución, reducción o reconversión;
c) costos eficientes de operación y mantenimiento de dichas alternativas;
d) costos evitados de abastecimiento fuera del MEM;
e) horizonte de evaluación;

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN
ERSEPT



ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

COPIA FIEL

f) vida útil regulatoria de los activos;
g) criterios de actualización y descuento compatibles con la RTI;
h) beneficios técnicos y económicos adicionales, cuando resulten relevantes y debidamente fundados.

Los análisis comparativos no deberán incorporar costos financieros efectivos derivados de estructuras particulares de endeudamiento, en tanto la remuneración del capital se encuentra contenida en la tasa de rentabilidad regulatoria reconocida en la RTI.

**Tratamiento regulatorio por esquema**

Tafí del Valle

El ERSEPT establece que el tratamiento regulatorio de los costos de abastecimiento en Tafí del Valle deberá distinguir entre:

a) el esquema de afectación de excedentes económicos al Fondo de Infraestructura Eléctrica (FIE); y
b) el costo asociado a la reserva fría implementada como respaldo.

Fondo de Infraestructura Eléctrica (FIE)

Se dispone que el esquema de afectación al FIE deberá ser objeto de revisión expresa durante el período regulatorio.

Dicha revisión deberá considerar que el mecanismo vigente se sustenta en un valor de referencia que no refleja el costo real actual del abastecimiento, sino un escenario contrafactual, y que su continuidad sólo podrá justificarse en función de necesidades concretas de financiamiento de obras debidamente identificadas y fundadas.

A tal efecto, dentro del primer año del período regulatorio, EDET S.A. deberá presentar al ERSEPT:

i) un análisis integral del estado de avance de las obras financiadas mediante dicho mecanismo;
ii) la identificación, en su caso, de nuevas necesidades de inversión que pudieran justificar su continuidad;
iii) una propuesta de adecuación, redefinición o finalización del esquema, consistente con el marco regulatorio vigente.

La continuidad del mecanismo no podrá justificarse exclusivamente en su existencia histórica. En ausencia de justificación técnica y económica suficiente, el ERSEPT podrá disponer su redefinición o discontinuidad.

Reserva fría

El reconocimiento tarifario del costo de reserva fría en Tafí del Valle quedará condicionado a:

i) la acreditación de su necesidad técnica efectiva;
ii) la inexistencia de alternativas de menor costo total inmediatamente implementables;

Dra. ADRIANA ISABEL GOMEZ
JEFA DE ÁREA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN * ERSEPT *

COPIA FIEL



Ing. JOSE RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

iii) la evaluación de alternativas de abastecimiento con potencia firme; iv) la verificación de avances concretos hacia la normalización del esquema de transporte y la eliminación de la necesidad de respaldo excepcional.

A los efectos regulatorios, el esquema de reserva fría será considerado una respuesta a una restricción estructural de capacidad firme del sistema y no una decisión discrecional de operación, por lo que su reconocimiento sólo podrá mantenerse en tanto persistan las condiciones que le dan origen y se verifiquen avances hacia su superación.

EDET S.A. deberá:

a) arbitrar las acciones necesarias para gestionar un incremento de la capacidad de potencia destinada a Tafí del Valle con carácter firme;
b) presentar un estudio técnico específico sobre la conveniencia de mantener, redimensionar o discontinuar la reserva fría;
c) informar el estado de situación de las gestiones vinculadas a la integración de la línea de 220 kV al sistema de transporte público y su impacto esperado sobre la capacidad de abastecimiento.

El reconocimiento del costo de reserva fría no podrá consolidarse como un componente permanente de la tarifa.

Amaicha del Valle

La generación aislada en Amaicha del Valle será considerada un esquema estrictamente transitorio y sujeto a revisión prioritaria. Su reconocimiento no podrá sostenerse indefinidamente y deberá quedar asociado a un sendero concreto de evaluación, sustitución y reducción. En ausencia de justificación suficiente, estos costos no constituyen en rigor costos reconocibles de manera indefinida.

Se establece el siguiente esquema regulatorio:

**a) hasta el 31 de diciembre de 2026:** reconocimiento transitorio condicionado;
**b) dentro de los primeros noventa (90) días del período regulatorio:** presentación por EDET S.A. de un análisis comparativo integral de alternativas;
**c) dentro de los ciento ochenta (180) días:** presentación de proyecto ejecutivo o anteproyecto avanzado de la alternativa seleccionada, con cronograma de ejecución;
**d) dentro de los doce (12) meses:** acreditación del inicio efectivo de implementación o, en su defecto, justificación fundada y documentada de imposibilidad técnica, jurídica o económica;
**e) hasta el 31 de diciembre de 2027:** reconocimiento excepcional y decreciente, únicamente si se hubieran verificado avances materiales y comprobables en la solución estructural definida;
**f) plazo máximo absoluto de reconocimiento:** 31 de diciembre de 2027, salvo prórroga excepcional dispuesta por acto expreso y fundado del ERSEPT por razones objetivas, extraordinarias y no imputables a la concesionaria, por un plazo que en ningún caso podrá exceder doce (12) meses adicionales.

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN ★ ERSEPT ★

COPIA FIEL

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

En consecuencia, a partir del 1 de enero de 2028, los costos de generación aislada en Amaicha del Valle dejarán de ser reconocibles en tarifa, salvo resolución expresa y fundada del ERSEPT en sentido contrario.

Si no se verificaran avances razonables, o no se acreditara la inexistencia de alternativas más eficientes, o no se cumplieran los hitos precedentemente establecidos, el ERSEPT podrá disponer la limitación, reducción o discontinuidad anticipada del reconocimiento, sin necesidad de aguardar al vencimiento del plazo máximo indicado.

Las alternativas a evaluar deberán incluir, como mínimo:

a) interconexión con Santa María / EDECAT;
b) interconexión con Tafí del Valle;
c) soluciones complementarias o transitorias con almacenamiento y/o generación renovable;
d) cualquier otra opción técnicamente fundada.

La comparación deberá realizarse sobre la base del costo total del servicio, incluyendo riesgos operativos, tiempo de implementación, robustez del sistema y beneficios adicionales debidamente fundados, tales como mejora de calidad, refuerzo del abastecimiento rural y capacidad para atender nuevas demandas.

En el caso de Amaicha del Valle, el ERSEPT podrá analizar mecanismos regulatorios específicos de financiamiento o recuperación transitoria de la inversión asociada a la solución estructural, incluyendo reconocimiento posterior en la Base de Capital del período tarifario subsiguiente o mediante el mecanismo regulatorio que oportunamente corresponda, esquemas mixtos o mecanismos de transición expresamente acotados, siempre que no impliquen consolidación indefinida de costos ineficientes ni remuneración incompatible con la lógica de la Base de Capital.

La sola previsión de estas alternativas no importa su aprobación automática ni genera derecho alguno a su reconocimiento.

Energía adquirida a la Provincia de Salta

El ERSEPT considera que este esquema puede resultar razonable en el corto plazo, sin perjuicio de la necesidad de analizar refuerzos de red que permitan mejorar la calidad y capacidad del abastecimiento y revisar su continuidad a medida que dichas mejoras se implementen.

Dentro del primer año del período regulatorio, EDET S.A. deberá presentar:

a) estudio de refuerzo de red para mejorar calidad y capacidad;
b) análisis de vinculación con Amaicha del Valle u otras configuraciones de distribución;
c) cronograma de obras de mejora de mediano plazo.

Para este esquema, la alternativa preferente de sustitución o mejora será la inversión propia de EDET S.A., con reconocimiento regulatorio posterior en la ventana tarifaria que corresponda, no advirtiéndose en principio fundamento para mecanismos extraordinarios de financiamiento tarifario.

Dra. ADRIANA RAQUEL OSORIO
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN * ERSEPT *

**2026.-**

COPIA FIEL

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

Generación distribuida local

El reconocimiento de costos vinculados a experiencias o esquemas locales de generación distribuida implementados bajo marcos regulatorios anteriores deberá adecuarse al marco regulatorio específico aplicable a la generación distribuida, evitando superposiciones o tratamientos inconsistentes con la regulación vigente.

Su revisión deberá articularse con la reglamentación específica del régimen de generación distribuida aprobada en el marco de la RTI.

Generación de respaldo para picos de demanda

Los costos asociados a generación de respaldo para picos de demanda sólo podrán ser reconocidos como esquemas transitorios, en tanto persistan las restricciones que les dan origen. Su continuidad quedará sujeta a:

a) revisión anual de su necesidad efectiva;
b) vinculación con hitos de avance de las obras críticas del sistema;
c) definición de fecha de salida regulatoria una vez finalizadas las obras de mayor impacto.

Generación en Central Independencia

El reconocimiento de los costos asociados a generación en Central Independencia tendrá carácter transitorio. Su continuidad deberá revisarse al menos una vez por año y quedará condicionada a la evolución efectiva de las obras de refuerzo del sistema de transporte y distribución que permitan eliminar la necesidad de este tipo de generación.

**Sobre mecanismos de financiamiento**

El ERSEPT establece que el reconocimiento tarifario debe reflejar costos reales y eficientes de prestación del servicio y no puede transformarse en un mecanismo indirecto de generación de recursos para financiar inversiones por fuera de los criterios propios del régimen tarifario. En consecuencia, no resultan admisibles esquemas que impliquen:

a) mantener deliberadamente costos ineficientes en tarifa;
b) valorizar energía bajo supuestos ficticios;
c) afectar diferencias económicas a fondos específicos sin tratamiento regulatorio expreso.

Sin perjuicio de ello, podrán analizarse mecanismos regulatorios específicos de financiamiento o recuperación condicionada, incluyendo financiamiento propio, financiamiento externo, esquemas mixtos o mecanismos transitorios de recuperación regulatoria, siempre que:

i) no supongan sostener deliberadamente ineficiencias en tarifa;
ii) estén sujetos a hitos verificables de avance;
iii) resulten más convenientes para el usuario que la continuidad del esquema actual;
iv) respeten los principios de razonabilidad, transparencia y temporalidad;
v) no impliquen consolidación indefinida de costos ineficientes;
vi) sean objeto de determinación expresa por parte del ERSEPT, quien definirá su procedencia, alcance, plazo y tratamiento regulatorio específico.

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN * ERSEPT *



COPIA FIEL

Ing. JOSE RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

La sola mención de estas alternativas no importa su aprobación automática.

**Facultades de revisión del ERSEPT**

El ERSEPT podrá, respecto de cualquiera de los esquemas comprendidos en el presente Anexo:

a) mantener su reconocimiento transitorio;
b) limitarlo;
c) redefinirlo;
d) condicionar su continuidad al cumplimiento de hitos, estudios, cronogramas u obras;
e) disponer su reducción progresiva;
f) discontinuarlo, mediante acto expreso y fundado, cuando ello resulte consistente con el criterio de eficiencia y con la protección del usuario.

**Disposición final**

La interpretación y aplicación del presente Anexo deberá realizarse de forma consistente con el criterio de costo global eficiente del servicio, la sostenibilidad económica del servicio público de distribución, la temporalidad de los reconocimientos excepcionales y la necesidad de promover soluciones estructurales de menor costo total cuando ellas resulten técnica y económicamente viables.

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN * ERSEPT *

Dra. ADRIANA ISABEL DODRES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

COPIA FIEL



Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

FOLIO 17
4081

## ANEXO XVIII – RTI EDET SA 2025-2030

## INGRESOS POR ACTIVIDAD NO REGULADA

**Objeto y alcance**

El presente Anexo tiene por objeto establecer el tratamiento regulatorio aplicable a los ingresos derivados de actividades no reguladas desarrolladas por EDET S.A., en particular cuando dichas actividades involucren el uso de activos, recursos o infraestructura cuya inversión, depreciación o recuperación económica haya sido reconocida total o parcialmente dentro del ingreso regulado del servicio público de distribución de energía eléctrica.

Las disposiciones del presente Anexo serán aplicables a toda actividad no regulada actualmente existente o que pudiera desarrollarse durante el período tarifario, en tanto genere ingresos, costos o resultados económicos que deban ser evaluados a los fines de evitar subsidios cruzados, preservar la neutralidad tarifaria y resguardar a los usuarios del servicio público.

**Definiciones**

A los fines regulatorios, se considerarán actividades no reguladas aquellas desarrolladas por la Distribuidora fuera del servicio público monopólico de distribución y en condiciones de mercado, cuya remuneración no integre el esquema tarifario regulado.

Con carácter meramente enunciativo, quedarán comprendidas dentro de esta categoría:

a) el alquiler o cesión de uso de postes, ductos u otra infraestructura de red;
b) la ejecución de obras eléctricas para terceros;
c) la prestación de servicios técnicos especializados;
d) la provisión de materiales o equipamiento;
e) y otras actividades análogas desarrolladas en condiciones de mercado que utilicen activos, recursos, capacidades o costos comunes asociados al negocio regulado.

La enumeración precedente no tendrá carácter taxativo.

A los efectos del presente Anexo, se considerarán activos regulados aquellos cuya inversión, depreciación o recuperación económica haya sido reconocida total o parcialmente a través de la tarifa, incluyendo activos en operación, disponibles para uso o parcialmente amortizados.

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

**Criterio regulatorio general**

Las actividades no reguladas desarrolladas por EDET S.A. constituyen actividades sujetas a riesgo empresario propio. En consecuencia, sus pérdidas, quebrantos, ineficiencias o resultados económicos negativos no podrán ser reconocidos en tarifa ni trasladados al servicio público regulado.

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN ERSEPT

2026.-

COPIA FIEL

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

Cuando dichas actividades generen ingresos mediante el uso de activos regulados, corresponderá aplicar un mecanismo de compartición de ingresos en favor de los usuarios del servicio público, en los términos establecidos en el presente Anexo.

El tratamiento regulatorio de estas actividades deberá orientarse a:

a) evitar subsidios cruzados entre actividades reguladas y no reguladas;
b) impedir que pérdidas o costos impropios sean absorbidos por los usuarios del servicio público;
c) asegurar que los beneficios económicos derivados del uso de activos regulados sean compartidos con los usuarios;
d) preservar la trazabilidad, transparencia y verificabilidad de la información utilizada para su determinación.

**Base económica sujeta a compartición**

Los ingresos derivados de actividades no reguladas que utilicen activos regulados estarán sujetos a un mecanismo de compartición en favor de los usuarios del servicio público.

La base económica sujeta a compartición estará constituida por los ingresos netos derivados del uso de activos regulados. A tal efecto, los ingresos netos se determinarán deduciendo exclusivamente los costos incrementales directos estrictamente necesarios para la obtención de dichos ingresos.

A estos efectos, se presumirá que la totalidad de los ingresos asociados al uso de activos regulados constituye base sujeta a compartición, salvo que la Distribuidora acredite en forma fehaciente, documentada y verificable la existencia de costos incrementales directos estrictamente necesarios para su obtención.

**Costos no admisibles**

No serán admisibles, para la determinación del ingreso neto sujeto a compartición:

a) costos comunes;
b) costos indirectos;
c) costos administrativos generales;
d) costos financieros;
e) amortizaciones de activos regulados;
f) conceptos ya reconocidos o recuperados a través de la tarifa regulada;
g) imputaciones discrecionales de costos;
h) criterios de asignación que generen subsidios cruzados entre actividad regulada y no regulada.

En ningún caso se admitirán criterios de asignación que, directa o indirectamente, impliquen la transferencia de costos propios de la actividad regulada hacia actividades no reguladas.

**Carga de la prueba y validación regulatoria**

Dra. ADRIANA ISABEL OSATES
JEFA DEPARTAMENTO ASESORIA LEGAL
ERSEPT

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN * ERSEPT *

COPIA FIEL

**2026.-**

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

La carga de acreditar la existencia y cuantía de los costos incrementales directos corresponderá a la Distribuidora, mediante respaldo documental suficiente, trazable y verificable por el ERSEPT.

Los ingresos considerados deberán reflejar condiciones de mercado. El ERSEPT podrá efectuar ajustes cuando detecte que los precios aplicados no resulten representativos o impliquen una subvaluación de los ingresos derivados del uso de activos regulados.

La falta de información suficiente, trazable y debidamente respaldada impedirá la deducción de costos sobre la base sujeta a compartición, considerándose en tal caso la totalidad de los ingresos como base neta.

**Porcentaje de compartición**

El porcentaje de compartición se fija, para el período tarifario 2025–2030, en el cincuenta por ciento (50%) de los ingresos netos derivados del uso de activos regulados.

Este criterio tiene por finalidad compatibilizar la adecuada apropiación de beneficios por parte de los usuarios del servicio público, en tanto financiaron la infraestructura que posibilita dichos ingresos, con la preservación de incentivos para que la Distribuidora desarrolle actividades complementarias y utilice de manera eficiente los activos existentes.

**Periodicidad y base de información**

La determinación del monto sujeto a compartición tendrá periodicidad anual, sobre la base de información separada, respaldada documentalmente y reportada conforme al régimen de Contabilidad Regulatoria aplicable.

La aplicación del presente mecanismo será consistente con las obligaciones de información, separación contable y trazabilidad establecidas en el Manual de Contabilidad Regulatoria, en particular en lo relativo a:

a) identificación de actividades reguladas y no reguladas;
b) asignación separada de ingresos;
c) individualización de activos regulados utilizados por actividades no reguladas;
d) identificación de costos incrementales directos asociados a dichas actividades;
e) respaldo documental de contratos, facturación, costos y activos involucrados;
f) reporte periódico de operaciones que impliquen uso de infraestructura regulada.

**Implementación y reglamentación complementaria**

Sin perjuicio de los criterios regulatorios establecidos en el presente Anexo, el ERSEPT definirá mediante el instrumento complementario que corresponda los aspectos operativos necesarios para la implementación del mecanismo durante el período tarifario 2025–2030.

En particular, podrá establecer:

a) el procedimiento anual de presentación, revisión y validación de la información;
b) los formatos, plazos y contenido mínimo de los reportes regulatorios;
c) los criterios de identificación y acreditación del uso de activos regulados;

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

d) los lineamientos aplicables para la verificación de los costos incrementales directos admisibles;
e) los mecanismos de auditoría y control de la información presentada;
f) el acto o procedimiento mediante el cual se determinará anualmente el monto sujeto a compartición;
g) el mecanismo de asignación o devolución a usuarios del beneficio resultante;
h) los criterios para la validación de precios de mercado en operaciones que involucren el uso de activos regulados.

La reglamentación que se dicte deberá preservar, en todo momento, los principios de neutralidad tarifaria, trazabilidad, ausencia de subsidios cruzados y adecuada asignación de riesgos entre la actividad regulada y las actividades desarrolladas en condiciones de mercado.

**Alcance de la decisión en la presente RTI**

El criterio aquí adoptado no implica la modificación del VAD base reconocido en la presente RTI, sino el establecimiento de una regla regulatoria anual aplicable durante el período tarifario 2025–2030 para el tratamiento de los ingresos por actividad no regulada vinculados al uso de activos regulados.

Sin perjuicio de ello, el mecanismo de compartición podrá incidir indirectamente en la determinación del ingreso requerido futuro, en tanto implique una reducción de los costos a ser recuperados vía tarifa.

En consecuencia, la presente RTI deja establecido:

a) el principio de separación entre actividades reguladas y no reguladas;
b) la improcedencia de trasladar pérdidas competitivas al negocio regulado;
c) la compartición del 50% de los ingresos netos derivados del uso de activos regulados;
d) la determinación anual del beneficio compartible;
e) la limitación de la base neta a costos incrementales directos;
f) y la competencia del ERSEPT para definir el procedimiento de implementación y el mecanismo de asignación o devolución a usuarios.

**Disposición final**

La interpretación y aplicación del presente Anexo deberá realizarse de forma consistente con los principios de neutralidad tarifaria, ausencia de subsidios cruzados, trazabilidad contable, adecuada asignación de riesgos y correcta apropiación por parte de los usuarios de los beneficios económicos derivados del uso de activos regulados.

COPIA FIEL

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

## ANEXO XIX – RTI EDET SA 2025-2030

## RÉGIMEN DE TARIFA SOCIAL ELÉCTRICA – PARÁMETROS DE APLICACIÓN Y FINANCIAMIENTO

**Parámetros regulatorios del régimen**

El régimen de Tarifa Social Eléctrica aplicable durante el período tarifario 2025–2030 se define sobre la base de los siguientes parámetros regulatorios:

a) una **cobertura mínima equivalente al 31% de los usuarios residenciales**;

b) una **bonificación mínima equivalente al 41% del cargo fijo aplicable a los usuarios beneficiarios**; y

c) su **financiamiento mediante un aporte incorporado al Valor Agregado de Distribución (VAD)**, en los términos del Requerimiento de Ingresos aprobado para el período tarifario.

EDET S.A. deberá aplicar el régimen conforme a los parámetros precedentemente definidos y a las disposiciones regulatorias vigentes en materia de elegibilidad, administración y control del beneficio.

La cobertura mínima aquí establecida deberá instrumentarse en forma consistente con los criterios de elegibilidad, validación y control previstos en la normativa vigente.

**Elegibilidad y procedimiento de incorporación**

La determinación de la condición de beneficiario de la Tarifa Social Eléctrica no será automática, sino que se regirá por el procedimiento administrativo, los criterios de elegibilidad, exclusión, validación y control establecidos en la Resolución ERSEPT N°009/22 y en las normas que la complementen o sustituyan.

En consecuencia, el régimen adoptado para la RTI 2025–2030 no implica la creación de un nuevo sistema de elegibilidad, sino la continuidad y consolidación del régimen vigente, dentro del marco regulatorio aplicable.

**Herramientas de focalización y consistencia del padrón**

A los fines de fortalecer la focalización del beneficio y verificar la consistencia del padrón, el ERSEPT podrá utilizar herramientas de caracterización territorial y socioeconómica,

COPIA FIEL
Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR ERSEPT

incluyendo la zonificación de vulnerabilidad desarrollada por el Ente, como insumo técnico complementario para la evaluación del régimen.

La utilización de dichas herramientas no constituirá un criterio autónomo de inclusión o exclusión, ni reemplazará el régimen de elegibilidad individual previsto en la normativa vigente, sino que tendrá carácter complementario a los procedimientos de evaluación, validación, revisión y control aplicables.

**Revisión y saneamiento del padrón**

El ERSEPT podrá disponer revisiones del padrón de beneficiarios a fin de verificar su consistencia con los criterios de elegibilidad vigentes, en particular respecto de incorporaciones realizadas bajo mecanismos excepcionales o no homogéneos.

Toda revisión, adecuación o baja del padrón deberá respetar los procedimientos, instancias de validación y reglas de control previstas en la normativa vigente.

Sin perjuicio de ello, el acceso al régimen permanecerá abierto para los usuarios que acrediten el cumplimiento de los criterios de elegibilidad aplicables, a través de los canales de postulación y evaluación establecidos por la autoridad regulatoria.

**Financiamiento y actualización**

El financiamiento del régimen de Tarifa Social Eléctrica se instrumentará mediante la incorporación de un monto específico dentro del Valor Agregado de Distribución (VAD), conforme al Requerimiento de Ingresos aprobado para el período tarifario.

El monto reconocido por este concepto se ajustará conforme al mecanismo general de actualización del VAD aplicable durante el período 2025–2030.

Este tratamiento permitirá la identificación explícita y trazable del esfuerzo económico asociado al sostenimiento del régimen, evitando tratamientos implícitos dentro de la estructura tarifaria.

**Control y seguimiento**

ERSEPT ejercerá las funciones de seguimiento, verificación y control del régimen, incluyendo:

a) la correcta aplicación del beneficio;

b) la consistencia y actualización del padrón;

c) la adecuada administración general del régimen por parte de la distribuidora.

JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

COPIA FIEL

FOLIO Nº 1084

**RESOLUCION ERSEPT N° 240/26**

La autoridad regulatoria podrá complementar los procedimientos de control, validación y seguimiento durante el período tarifario, en función de las necesidades de administración y supervisión del régimen.-

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

COPIA FIEL

**2026.-**

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

**ANEXO XX. RTI EDET SA 2025-2030**

## CALIDAD DEL SERVICIO PÚBLICO Y SANCIONES

La DISTRIBUIDORA prestará el servicio con la CALIDAD DE SERVICIO establecida en el Anexo 4 (Normas de Calidad del Servicio Público y Sanciones) del CONTRATO DE CONCESIÓN, con las siguientes modificaciones que surgen del presente documento el que constituye un texto ordenado y consolidado de las normas a aplicar en la materia:

### Calidad de Servicio Técnico Prestado

El efecto sobre la Calidad de Servicio Técnico de las interrupciones asociadas a las restricciones y/o saturaciones respecto a las condiciones normales de operación en los Sistemas de Generación y/o Transporte y/o en los vínculos con otros sistemas de distribución provincial (PAFTT), no será tenido en cuenta para el cálculo de los índices, siempre y cuando la DISTRIBUIDORA haya informado y asesorado de modo suficiente y oportuno al ERSEPT, realizando:

Presentación de Nota informando lo ocurrido.

Copia de lo presentado por la transportista ante CAMMESA.

Detalle de los incidentes y distribuidores de MT involucrados: indicando N° de incidente, día y hora de inicio, día y hora de finalización o cierre, duración, distribuidor, nivel de tensión y relación con Centro de Maniobra, Estación de Rebaje o Estación Transformadora.

Información de dominio público difundida a través de canales de comunicación abiertos.

Dra. ADRIANA ANGEL OSORIO
JEFA DE UNIDAD SOPORTE ADMINISTRATIVA
ERSEPT

El efecto sobre la Calidad de Servicio Técnico de las interrupciones producidas por la actuación de los mecanismos de desconexión automática de Generación (DAG), de Demanda (DAD) o Mínima Frecuencia en el SADI no será tenido en cuenta para el cálculo de los índices, siempre que la DISTRIBUIDORA haya informado de modo suficiente y oportuno al ERSEPT, realizando:

Presentación de Nota informando lo ocurrido.

Copia de lo presentado por la transportista ante CAMMESA.

COPIA FIEL

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

Detalle de los incidentes y distribuidores de MT involucrados: indicando N° de incidente, día y hora de inicio, día y hora de finalización o cierre, duración, distribuidor, nivel de tensión y relación con Centro de Maniobra, Estación de Rebaje o Estación Transformadora.

Información de dominio público difundida a través de canales de comunicación abiertos.

La DISTRIBUIDORA informará la totalidad de las fallas y maniobras (vgr. aperturas, cierres, reconfiguraciones, etc.) del sistema de distribución en MT y de las Subestaciones Transformadoras (SET) MT/BT. El apartamiento de los índices de Calidad de Servicio Técnico será calculado, exclusivamente, considerando las interrupciones hasta MT y sobre la base de la información provista por la DISTRIBUIDORA y que, con carácter no limitativo y complementario, considerará las siguientes fuentes:

(i) El Sistema de Operación en Tiempo Real (SOTR) de la DISTRIBUIDORA.

(ii) La base de datos de reclamos de clientes del "Call Center".

(iii) La información que registre el sistema de medición comercial del MEM.

(iv) La información que registre el SOTR de los concesionarios de los sistemas de transporte de energía eléctrica, en la medida de su disponibilidad.

(v) Los datos provenientes de los registros de los equipos de control de calidad de producto y calidad de servicio técnico.

(vi) La información suministrada por ERSEPT relacionada con interrupciones.

(vii) La información que el uso de nuevas tecnologías permita se incorporen en el futuro.

La DISTRIBUIDORA, a partir de la entrada en vigencia del CUADRO TARIFARIO, instalará una terminal informática en el ERSEPT que posibilite el acceso a la información de la red de distribución que administra el COD de la DISTRIBUIDORA. a partir del primer mes del año 2026 se debe poder observar también lo siguiente:

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

(i) Ante la consulta por ET, en formato unifilar, que distribuidores se encuentran conectados a cada barra, transformador y su tensión.

(ii) Se debe poder observar ante la consulta cada rebaje, en formato unifilar, que distribuidores se encuentran conectados a cada barra, transformador y su tensión.

(iii) Se podrá consultar el unifilar de cada distribuidor primario o secundario y alimentadores según sea el caso, partiendo de la barra y ET, en los que se pueda observar cada SET (SET con registradores) y todos los elementos de protección y desvinculación

COPIA FIEL

activos y pasivos del distribuidor perfectamente identificados y el punto de posibilidad de anillo del distribuidor con otros, todo claramente indicada.

(iv) Se debe poder hacer solicitudes de consulta sobre elementos del distribuidor, SET etc.

(v) Ante la consulta sobre una SET debe indicarnos su potencia, tensión, cantidad de salidas y los clientes asociados con el número correspondiente.

(vi) Debe poder indicar el listado de SET fuera de servicio ante la consulta de un seccionamiento activo o pasivo y la sumatoria de potencias de estas.

La imposibilidad de acceso a la información por causas imputables a la Distribuidora será pasible de una sanción por ERSEPT, con un monto máximo de $3.000.000 (pesos tres millones) por semestre, actualizable de acuerdo a la variación reconocida de VAD.

El ERSEPT, con el objeto de validar la información suministrada por la DISTRIBUIDORA, para el cálculo de los índices de Calidad de Servicio Técnico, podrá implementar los mecanismos de auditoría que considere adecuados a tal fin, coordinados con la DISTRIBUIDORA.

De comprobarse omisiones o distorsiones en la información suministrada respecto del comportamiento real del servicio, la DISTRIBUIDORA podrá ser penalizada con una multa máxima equivalente a TRES (3) veces el valor correspondiente a la diferencia respecto de la sanción resultante de la incorporación de la información completada o corregida, debiendo la misma ser actualizadas por el VAD correspondiente. Para determinar la cuantía de estas multas, el ERSEPT, en la reglamentación que a tal fin establezca, tomará en cuenta la reincidencia de errores detectados en la información, en los DOCE (12) meses anteriores al evento, así como también las causas y circunstancias que expliquen los hechos.

Caso Fortuito o Fuerza Mayor. Se consideran causales de Caso Fortuito o Fuerza Mayor en la prestación del servicio de distribución de energía eléctrica a las establecidas en el Código Civil y Comercial (art. 1730 y cctes.). Asimismo, serán consideradas como tales las fallas y cortes de suministro ocurridas como consecuencia de temperaturas máximas superiores a CUARENTA Y DOS grados centígrados (42°C), temperaturas mínimas inferiores a MENOS DOS grados centígrados (-2°C), vientos superiores a OCHENTA km/h (80) o inundaciones de carácter excepcional o que impidan la normal circulación de vehículos.

Para el caso del robo y/o daño de conductores y/o transformadores y demás instalaciones, la DISTRIBUIDORA enviará al ERSEPT un informe preliminar en un plazo de TRES (3) días hábiles luego de ocurrida una falla considerada como encuadrada dentro de las

Cra. ADELMA ISABEL OSORES
JEFA DIVISIÓN ADMINISTRATIVA
ERSEPT

causales de Caso Fortuito o Fuerza Mayor, detallando los tiempos de reposición incurridos y acompañando las pruebas de las que intente valerse y que se encuentren disponibles hasta ese momento. Finalizado el mes de control y adjunto al Informe Mensual de Servicio Técnico, se presentarán todas las pruebas adicionales relacionadas a las fallas previamente informadas.

En el plazo máximo de TREINTA (30) días corridos después de haber tomado conocimiento del Informe Mensual de Servicio Técnico, el ERSEPT definirá los casos de exclusión aceptados como causales de Caso Fortuito o Fuerza Mayor presentados por la DISTRIBUIDORA. El plazo mencionado podrá ser ampliado por igual término y con carácter excepcional para el supuesto de requerirse información y/o documentación adicional.

Para el caso en que el ERSEPT rechazare algunos de los supuestos denunciados por la DISTRIBUIDORA, deberá expedirse aclarando las razones del rechazo e instruyendo a la DISTRIBUIDORA para que incluya dentro del cálculo de los índices FMIK y TTIK las interrupciones informadas como Caso Fortuito o Fuerza Mayor.

En el supuesto que el ERSEPT no se expida dentro del plazo indicado, la DISTRIBUIDORA deberá requerir, por escrito y de modo fehaciente al ERSEPT, el pronunciamiento respecto de los casos de exclusión por causales de Caso Fortuito o Fuerza Mayor enunciados en el Informe Mensual de Servicio Técnico. Transcurridos TREINTA (30) días corridos desde dicha presentación sin que el ERSEPT se expida sobre la materia, será tomada como válida la información enviada por la DISTRIBUIDORA.

Para el caso en que el ERSEPT determinare procedente los supuestos de exclusión denunciados por la DISTRIBUIDORA se conformará una comisión integrada por la DISTRIBUIDORA y el ERSEPT, que analizará los hechos referenciados a los fines de determinar **los tiempos de reposición reconocidos como eficientes**. La mencionada Comisión emitirá un informe conjunto en un plazo de DIEZ (10) días hábiles. En caso de no acordarse un dictamen conjunto, el ERSEPT se pronunciará al respecto en un plazo de TREINTA (30) días hábiles contados a partir del vencimiento del plazo en que debió emitirse el referido informe. En caso de silencio y debidamente requerido por la DISTRIBUIDORA un pronunciamiento del ERSEPT, se considerarán como válidos los tiempos de reposición informados originariamente por la DISTRIBUIDORA. Del análisis de cada evento el ERSEPT podrá aplicar sanciones adicionales que deberá ajustarse al tipo y gravedad de la falta, tendrán en cuenta los antecedentes generales de la Distribuidora y, en particular, la reincidencia en faltas similares, con especial énfasis cuando ellas afecten a la misma zona o grupo de clientes.

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

**Informes Semestrales.** El Informe Semestral de Servicio Técnico será presentado dentro de los TREINTA (30) días posteriores a la finalización del período de control, plazo que podrá ser modificado por el ERSEPT en función de las innovaciones tecnológicas que se introduzcan en los sistemas de medición y registración.

COPIA FIEL

**Caracterización de Áreas Urbanas (Aéreas y/o Subterráneas) y Rurales.**

A los fines del Régimen de Calidad de Servicio, serán consideradas Áreas Urbanas las que se definen en el SUB-ANEXO Áreas Urbanas.

Por Área Urbana Subterránea se entenderá aquella cuyo sistema de distribución en MT sea subterráneo desde las barras de MT, primarias o secundarias.

Por Áreas Rurales serán consideradas las restantes localidades no especificadas como Urbanas en SUB-ANEXO Áreas Urbanas.

Durante el PERÍODO DE VIGENCIA TARIFARIO será válida esta caracterización, la que podrá ser alterada o modificada por el ERSEPT, ante situaciones de reconfiguración normal en el desarrollo del sistema o excepcionales o extraordinarias que así lo aconsejen.

**Información georeferenciada**. La DISTRIBUIDORA suministrará al ERSEPT la información georeferenciada de la red y de los usuarios según el siguiente detalle: MT, MT/MT, MT/BT, BT, Clientes MT y Clientes BT. La información se actualizará semestralmente.

**Cálculo de índices FMIK y TTIK por SET.** Se utilizará como denominador de la fórmula de cálculo de los índices FMIK y TTIK la potencia de cada SET. De esta manera se obtendrán los índices de frecuencia y de tiempo para cada set.

$$FMIK_{(set)_y} = \frac{\sum KVA_{FS(set)_y}}{KVA_{INST.(set)_y}}$$

Donde:

$\sum$: Sumatoria de todas las interrupciones registradas en cada SET "*y*" por tipo de instalación (Urbanas Subterráneas, Urbanas Aéreas y Rurales Aéreas) del semestre controlado.

$KVA_{FS(set)y}$ : Cantidades de KVA nominales fuera de servicio (Urbanos Subterráneos, Urbanos Aéreos y Rurales Aéreos) por SET "*y* "en cada una de las contingencias.

$KVA_{INST.(set)y}$ Cantidades de KVA instalados en la SET "*y*"(Urbanos Subterráneos, Urbanos Aéreos y Rurales Aéreos) actualizados al inicio de cada semestre.

$$TTIK_{(set)_y} = \frac{\sum(KVA_{FS(set)_y} * T_{FS(set)_y})}{KVA_{INST.(set)_y}}$$

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

COPIA FIEL

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

Donde:

$\sum$: Sumatoria de todas las interrupciones registradas en cada SET "$y$" por tipo de instalación (Urbanas Subterráneas, Urbanas Aéreas y Rurales Aéreas) del semestre controlado.

$T_{FS(set)y}$ : Tiempo que han permanecido fuera de servicio la SET "$y$" los KVA nominales (Urbanos Subterráneos, Urbanos Aéreos y Rurales Aéreos), durante cada una de las contingencias. La hora de inicio y la de restitución del servicio, serán las que surjan de la fuente de información resultante del Punto c.

$KVA_{FS(set)y}$: Cantidades de KVA nominales de la set "$y$" fuera de servicio (Urbanos Subterráneos, Urbanos Aéreos y Rurales Aéreos) en cada una de las contingencias.

$KVA_{INST.(set)y}$: Cantidades de KVA instalados en cada uno de las SET "$y$"(Urbanos Subterráneos, Urbanos Aéreos y Rurales Aéreos) actualizados al inicio de cada semestre.

**Observación**: Para el cálculo de los $KVA_{FSy}$ y $KVA_{INST.y}$, correspondiente a los clientes en MT por SET "$y$", se computará la potencia máxima entre la registrada y la contratada, en los DOCE (12) últimos meses.

**Cálculo de la Energía Indisponible (ENI) por SET**. Para el cálculo de la ENI, se usarán las siguientes fórmulas:

Si se excede FMIK:

$$ENI(kWh)_{(set)y} = \frac{(FMIK_{reg(set)y} - FMIK_{tab(set)y})}{FMIK_{reg(set)y}} * TTIK_{reg(set)y} * POT_{(set)y};$$

$$POT_{(set)y} = \frac{Energía_{(set)y}}{Horas\ semestre} = \frac{Energía_{(set)y}}{4380}$$

Donde:

Las Energías: serán las calculadas con las energías facturadas por SET "$y$" durante el semestre de control, respectivamente.

Si se excede TTIK:

$$ENI(kWh)_{(set)y} = \left(TTIK_{reg(set)y} - TTIK_{tab(set)y}\right) * POT_{(set)y}$$

Las compensaciones derivadas de la imposición de sanciones tendrán por objeto fundamental resarcir a aquellos usuarios directamente afectados.



Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

COPIA FIEL

Cra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

**Índices por SET:**

Los límites permitidos para cada SET (frecuencia y duración por tipo de instalación) serán actualizados a partir del año 2026 anualmente al inicio del primer semestre, continuando con el proceso iniciado en la anterior RTI, donde el porcentaje de ajuste será de 15%, los ajustes serán aplicados anualmente hasta que alcancen los valores permitidos.

Los valores límites mínimos admitidos para el cálculo de las penalidades por cada SET sectorizada por tipo de instalación, serán los siguientes:

| Índice | Urbano Aéreo* | Urbano Subterráneo* | Rural Aéreo * |
|---|---|---|---|
| **FMIKy** | 3 | 2 | 6 |
| **TTIKy** | 9 | 7 | 15 |

Los ajustes anuales se harán efectivos siempre que el VAD haya sido redeterminado en las oportunidades y en la modalidad que surgen de lo indicado en el procedimiento de ajuste del VAD establecido en el Marco Regulatorio.

Las interrupciones que se registren con objeto de la ejecución de obras PI (Plan de Inversiones Obligatorias) de mejoras incorporadas al Plan de Inversiones Obligatorio, solo serán tenidas en cuenta al momento de realizar los cálculos de los índices correspondientes, si superan el tiempo reconocido como eficiente según tipo de obra, admitiéndose un único corte para cada obra, siempre y cuando sean debidas y oportunamente informadas a los usuarios y al ERSEPT con una antelación de 48 hs.

Cuando la duración de las mismas, desde la hora fijada como hora de inicio sea superior a un valor reconocido como eficiente, según el tipo de obra que se trate, la diferencia entre lo registrado y el mencionado valor será tenida en cuenta para el cálculo de los indicadores correspondientes.

Tiempos reconocidos como eficientes según el tipo de obra que se trate:

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
ADMINISTRADORA SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT
COPIA FIEL

Obra Nueva LBT: 1 hs.

Obra Nueva SET: 2 hs.

Obra Nueva LMT: 2 hs.

Obra Mejora en LBT: 1 hs.

Obra Mejora en SET: 2 hs.

2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

FOLIO Nº 4088

Obra Mejora en LMT: 4 hs.

**Fallas debidas al Sistema de Generación y Transporte en SET.** El cálculo de los índices externos, será realizado por SET ($FMIKext_y$ y $TTIKext_y$). Los valores máximos admitidos para el cálculo de las penalidades para cada SET, serán calculados en función del valor real registrado durante los períodos de control correspondientes al año anterior. Dichos valores no podrán ser inferiores a los que se indican a continuación:

| **Índices** | **Todas las instalaciones** |
|---|---|
| **$FMIKext_y$** | 2 |
| **$TTIKext_y$** | 6 |

**A partir del 1° Semestre del año 2029 el control y cálculo de los índices Frecuencia y Duración será a nivel de cliente T4 sectorizado por tipo de instalación.**

Para ello se requiere disponer en EDET y ERSEPT al inicio de cada semestre de control de la Base de Datos de Distribuidores, SET y Clientes vinculados a las mismas, incluyendo la información del seccionamiento de BT que los vinculan. Durante el año 2026 la Distribuidora informará a ERSEPT el modelo de medidor y sistema de telecontrol que se utilizará como también el programa de implementación adoptado para el año 2027.

Se establece que durante el año 2028 el control del servicio técnico a nivel de clientes T4 se utilizará para analizar los resultados y definir los límites permitidos a utilizar durante el año 2029.

La calidad del servicio técnico en clientes T4 se evaluará en base a los siguientes indicadores:

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

a) Frecuencia de interrupciones (cantidad de veces en un periodo determinado que se interrumpe el suministro a un usuario).

COPIA FIEL

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

$$FRECUENCIA_{(Usuario)_y} = \sum Usuario_{FS_y}$$

Donde:

∑: Sumatoria de todas las interrupciones registradas en cada Usuario que queda fuera de servicio "y" según el tipo de instalación (Urbanas Subterráneas, Urbanas Aéreas y Rurales Aéreas) del semestre controlado.

***Usuario$_{FSy}$*** : Usuario fuera de servicio "y" según el tipo de instalación (Urbanos Subterráneos, Urbanos Aéreos y Rurales Aéreos).

b) Duración de la interrupción (tiempo sin suministro de cada interrupción).

$$DURACION_{(Usuario)_y} = \sum TUsuario_{FS_y}$$

Donde:

∑: Sumatoria del tiempo de todas las interrupciones registradas en cada Usuario que queda fuera de servicio "y" por tipo de instalación (Urbanas Subterráneas, Urbanas Aéreas y Rurales Aéreas) del semestre controlado.

***TUsuario$_{FSy}$*** : Tiempo que ha permanecido fuera de servicio el Usuario "y" (Urbanos Subterráneos, Urbanos Aéreos y Rurales Aéreos), durante cada una de las contingencias. La hora de inicio y la de restitución del servicio, serán las que surjan de la fuente de información resultante del Punto c.

Se establece un período de un año de cálculo simultáneo a fin de poner a punto los nuevos indicadores límites que regirán para los Usuarios T4. Dichos límites (frecuencia y duración por tipo de instalación) en caso de corresponder serán actualizados a partir del año 2030 anualmente al inicio del primer semestre, donde el porcentaje de ajuste será de 15% aplicable anualmente a partir del año 2031 hasta que alcancen los valores permitidos o valores límites admitidos.

Los valores límites mínimos admitidos para el cálculo de las penalidades por cada Usuario sectorizada por tipo de instalación, serán los siguientes:

Dra. ADRIANA MABEL OSORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

COPIA FIEL

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

| Índice | Urbano Aéreo* | Urbano Subterráneo* | Rural Aéreo * |
|---|---|---|---|
| **Frecuencia** | 3 | 2 | 6 |
| **Duración** | 9 | 7 | 15 |

Los ajustes anuales se harán efectivos siempre que el VAD haya sido redeterminado en las oportunidades y en la modalidad que surgen de lo indicado en el procedimiento de ajuste del VAD establecido en el Marco Regulatorio.

Las interrupciones que se registren con objeto de la ejecución de obras (Plan de Inversiones Obligatorias) de mejoras incorporadas al Plan de Inversiones Obligatorio, solo serán tenidas en cuenta al momento de realizar los cálculos de los índices correspondientes, si superan el tiempo reconocido como eficiente según tipo de obra, admitiéndose un único corte para cada obra, siempre y cuando sean debidas y oportunamente informadas a los usuarios y al ERSEPT con una antelación de 48 hs.

Cuando la duración de las mismas, desde la hora fijada como hora de inicio sea superior a un valor reconocido como eficiente, según el tipo de obra que se trate, la diferencia entre lo registrado y el mencionado valor será tenida en cuenta para el cálculo de los indicadores correspondientes.

Tiempos reconocidos como eficientes según el tipo de obra que se trate:

Obra Nueva LBT: 1 hs.

Obra Nueva SET: 2 hs.

Obra Nueva LMT: 2 hs.

Obra Mejora en LBT: 1 hs.

Obra Mejora en SET: 2 hs.

Obra Mejora en LMT: 4 hs.

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

**Fallas debidas al Sistema de Generación y Transporte en SET.** El cálculo de los índices externos será realizado por Usuario (Frecuencia $ext_y$ y Duración $ext_y$). Los valores máximos admitidos para el cálculo de las penalidades para cada Usuario, serán calculados en función del valor real registrado durante los períodos de control correspondientes al año anterior. Dichos valores no podrán ser inferiores a los que se indican a continuación:

COPIA FIEL



Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

| Índices | Todas las instalaciones |
|---|---|
| **Frecuencia ext usuario$_y$** | 2 |
| **Duración ext usuario$_y$** | 6 |

**Calidad del Producto Técnico Suministrado**

Las variaciones porcentuales de la tensión admitidas en esta etapa, medida en los puntos de suministro, con respecto al valor nominal, son las siguientes:

| | |
|---|---|
| Alimentación Urbana (MT, BT) | 5% en más o en menos |
| Alimentación Rural (MT, BT) | 10% en más o en menos |

Tabla de Valorización de la Energía Suministrada en Malas Condiciones de Calidad.

Alimentación Urbana (MT, BT)

Si T >ó = 0,05 y < 0,06 : 2.04 $/KWh

Si T >ó = 0,06 y < 0,07 : 4.09 $/KWh

Si T >ó = 0,07 y < 0,08 : 6.14 $/KWh

Si T >ó = 0,08 y < 0,09 : 8.16 $/KWh

Si T >ó = 0,09 y < 0,10 : 11.02 $/KWh

Si T >ó = 0,10 y < 0,11 : 13.53 $/KWh

Si T >ó = 0,11 y < 0,12 : 15.74 $/KWh

Si T >ó = 0,12 y < 0,13 : 16.77 $/KWh

Si T >ó = 0,13 y < 0,14 : 21.48 $/KWh

Si T >ó = 0,14 y < 0,15 : 37.69 $/KWh

Si T >ó = 0,15 y < 0,16 : 39.76 $/KWh

Si T >ó = 0,16 y < 0,18 : 41.83 $/KWh

Si T >ó = 0,18 y < 0,20 : 43.90 $/KWh

Si T >ó = 0,20 : 46.00 $/KWh

Alimentación Rural ( MT, BT )

Si T > ó = 0,10 y < 0,11 : 3.93 $/KWh

Si T > ó = 0,11 y < 0,12 : 7.87 $/KWh

Si T > ó = 0,12 y < 0,13 : 10.23 $/KWh

Si T > ó = 0,13 y < 0,14 : 21.48 $/KWh

Si T > ó = 0,14 y < 0,15 : 37.69 $/KWh

Si T > ó = 0,15 y < 0,16 : 39.76 $/KWh

Si T > ó = 0,16 y < 0,18 : 41.83 $/KWh

Si T > ó = 0,18 y < 0,20 : 43.90 $/KWh

Si T > ó = 0,20 : 46.00 $/KWh

Donde:

T : es igual al VALOR ABSOLUTO DE : (TS-TN) / TN

TS : tensión real del suministro

TN : tensión nominal del servicio

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

**Equipos fijos y permanentes:**

a.1. Se instalarán equipos registradores de variables eléctricas en forma fija y permanente en la totalidad de las barras de MT de las estaciones transformadoras del ÁREA, en los puntos fronteras de compra y en las barras de generación aislada con inyección. Cada vez que la DISTRIBUIDORA habilite una nueva barra de MT se instalará, en dicha barra, un equipo registrador fijo y permanente.

a.2. Se instalará 422 equipos registradores trifásicos de variables eléctricas en forma fija y permanente en los bornes de baja tensión de las subestaciones transformadoras del ÁREA, seleccionadas por el ERSEPT quien, además, podrá reubicarlos parcial y



Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

COPIA FIEL

anualmente, conforme un plan razonable de movimiento disponiendo de las mediciones y/o registros en el primer día del mes inmediato posterior a su retiro y que no podrá superar el Quince por ciento (15%) de los equipos instalados.

a.3. La DISTRIBUIDORA deberá instalar la totalidad de los equipos detallados en los puntos a.1. y a.2. hasta el día 1 de Enero 2026. El ERSEPT valorará este plazo en caso de necesidad de ampliarlo.

a.4. Durante el año 2026 la Distribuidora informará a ERSEPT el modelo de medidor y sistema de telecontrol que se utilizará para la implementación de las mediciones en clientes T4 como también el programa de implementación adoptado para el año 2027. Se establece que durante el año 2028 el control del producto técnico a nivel de clientes T4 se utilizará para analizar los resultados y definir los límites permitidos a utilizar durante el año 2029. A partir del año 2028 la Distribuidora informará el modelo de medidor y sistema de telecontrol que se utilizará para la implementación de las mediciones en los **2000 nuevos Puntos Fijos** de control a instalarse en bornes de baja tensión de SET y que serán de cumplimiento obligatorio a partir del segundo semestre del año 2029.

a.5. Los datos almacenados por los equipos instalados en forma fija y permanente, serán de extracción mensual, los equipos también deberán ser escalables con la capacidad de ser concentrador de datos y se emplearán también para determinar los posibles apartamientos de los niveles de Calidad de Producto Técnico y de Calidad de Servicio Técnico, conforme se determina en Punto 1.c.(v).

a.6. Se considera Distribuidor Primario todo aquel que parte de una Estación Transformadora AT/MT o Centro de Distribución MT/MT.

a.7. Se considera Distribuidor Secundario todo aquel Distribuidor que parte de una Estación de Rebaje MT/MT, Centro de Maniobra MT/MT, Punto frontera de compra o Barra de generación aislada.

a.8. Cuando la DISTRIBUIDORA habilite un Distribuidor Primario o Secundario, se realizará la instalación de UNO (1) o DOS (2) nuevo/s equipo/s registrador/es fijo/s y permanente/s en la/las SET que el ERSEPT seleccione. La DISTRIBUIDORA informará al ERSEPT la puesta en servicio de estos Distribuidores, indicando fecha de energización, nombre y/o denominación, nivel de tensión, configuración del sistema de MT con la incorporación de las nuevas instalaciones, como así también los puntos fijos involucrados.

Dra. ADRIANA NATALIA COMTES
JEFA DE ÁREA SECRETARÍA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

COPIA FIEL

2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

a.9. Respecto de los registros, la cantidad mínima de registros admitidos para que un archivo perteneciente a un punto fijo y permanente sea considerado válido será:

TRf: Total de Registros por archivo de punto fijo

TRf = (4 x 24 x n) – 5% (4 x 24 x n) = 4 x 24 x n x 0.95

n = mes de 28 días TRf = 4 x 24 x 28 x 0.95 = 2554

n = mes de 29 días TRf = 4 x 24 x 29 x 0.95 = 2645

n = mes de 30 días TRf = 4 x 24 x 30 x 0.95 = 2736

n = mes de 31 días TRf = 4 x 24 x 31 x 0.95 = 2827

**Observación**: Se considera un período de integración de QUINCE (15) minutos. Se exceptúa la falta de información por corte de suministro debidamente registrado.

a.10. La penalización que se aplicará por objetivos no cumplidos será de PESOS UN MIL SEISCIENTOS por archivo ($1.600/archivo). En el segundo semestre del año 2029, para cuando se instalen los equipos indicados en el punto **a.4 más a los ya instalados indicados en el punto a.2**, la sanción que se aplicará por objetivos no cumplidos será de PESOS OCHOCIENTOS por archivo ($ 800/archivo). Ambos valores serán ajustados conforme a la variación que experimente el Valor Agregado de Distribución (VAD) del CONCESIONARIO, aplicándose en ambos casos a partir del mismo período considerado para la determinación de las sanciones correspondientes a los distintos semestres.

a.11. El ERSEPT y la DISTRIBUIDORA definirán los equipos que se utilizarán para puntos fijos y permanentes. Se verificarán los equipos que sean reubicados a requerimiento del ERSEPT, en la mesa de contraste de la DISTRIBUIDORA debidamente certificada y en caso de no alcanzar tal certificación, en laboratorio de Universidad Nacional de Tucumán, los equipos se retirarán el último día del mes con el objeto de no perder datos, y el primer día del mes subsiguiente deberá estar colocado otro equipo fijo y permanente en la nueva SET indicada por el ERSEPT.

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE DEPARTAMENTO ADMINISTRATIVA
ERSEPT

**Equipos Rotantes:**

b.1. Para el control de la Calidad de Producto Técnico a usuarios finales en BT se realizarán CIENTO CINCUENTA (150) mediciones en forma mensual, las cuales rotarán entre los clientes que resulten seleccionados de modo aleatorio por el ERSEPT. El primer día hábil de la tercera semana de cada mes, el ERSEPT determinará el listado de clientes a medir durante el mes siguiente. La selección contemplará un listado de CIENTO

COPIA FIEL

CINCUENTA (150) clientes titulares. En todos los casos la medición será de tensión únicamente, debiendo la DISTRIBUIDORA informar diariamente la fecha de instalación, equipo asignado y ubicación de cada uno. La asignación de Equipos Rotantes por Administración será determinada exclusivamente, al inicio de cada semestre por el ERSEPT, en coincidencia con cada período de control.

b.2. La DISTRIBUIDORA implementará un procedimiento para la verificación de reclamos de posibles desvíos del Producto Técnico en clientes finales. A tal fin se destinarán hasta CIENTO CINCUENTA (150) mediciones en forma mensual con equipos de registro de variables eléctricas, distribuidos UNO (1) en la acometida del usuario bajo estudio y DOS (2) en usuarios finales de la misma SET. Las obras y/o posibles soluciones que sean requeridas, serán ejecutadas en función de la disponibilidad de recursos asignados en el Plan de Obras Obligatorio, el ERSEPT tendrá la facultad de priorizar obras que considere necesarias y en un todo de acuerdo a las disposiciones contenidas en Sub-Anexo II Reclamos de Producto Técnico en Instalaciones de Cliente.

b.3. Para la determinación de las perturbaciones a partir del año 2026, se realizarán DOS (2) mediciones mensuales, con una duración de una semana cada una de ellas, las cuales rotarán entre los clientes que resulten seleccionados para su medición por el ERSEPT. Se registrarán, como mínimo, Ufase, Ifase, THD total de tensión y de corriente, contenido por armónicas de tensión y corriente con respecto a la fundamental hasta la armónica de orden 40 y Flicker, debiendo el ERSEPT y la DISTRIBUIDORA determinar el alcance definitivo. Podrán efectuarse las mediciones correspondientes con un único equipo o con equipos separados. El primer día hábil de la última semana de cada mes, el ERSEPT determinará el listado de clientes a medir durante el mes siguiente, realizando una selección sobre la totalidad de los clientes. La selección contemplará un listado de dos (2) clientes titulares y dos (2) clientes suplentes. Ante un reclamo puntual de perturbaciones se analizará el caso individualmente en busca de la solución, podrá incluirse el mismo a la campaña para su análisis.

b.4. El total de registros mínimos admitidos para que un archivo sea considerado válido, será:

TRfs: Total de Registros por archivo.

$TRfs = (4 \times 24 \times 7) - 5\% (4 \times 24 \times 7)$

$TRfs = 4 \times 24 \times 7 \times 0.95 = 638.$

**Observación**: Se considera un período de integración de QUINCE (15) minutos. Se exceptúan la falta de información por corte de suministro debidamente registrado.

Dra. ADRIANA ISABEL LOYOLA
JEFA DE DEPTO. ADMINISTRATIVA
ERSEPT

COPIA FIEL



Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

b.5. La penalización que se aplicará por objetivos no cumplidos será de PESOS UN MIL SEISCIENTOS por archivo ($1.600/archivo). Este valor se ajusta, conforme a la variación que experimente el valor agregado de distribución (VAD) del CONCESIONARIO.

b.6. El ERSEPT y la DISTRIBUIDORA definirán los equipos que se utilizarán para clientes finales de BT. Estos equipos se verificarán como mínimo cada DOCE (12) meses a requerimiento del ERSEPT, en la mesa de contraste de la DISTRIBUIDORA debidamente certificada y en caso de no alcanzar tal certificación, en laboratorio de Universidad Nacional de Tucumán.

**Penalizaciones:**

Condición de penalización: Si del análisis del archivo de medición surgiera que cualquiera de las fases "f" contiene una cantidad de registros promedio de tensión con valores fuera de la banda respectiva igual o superior al 3% de la cantidad de registros netos ([TRFBp $(x_k)_f$]≥3 % de "n"), el archivo se encuentra penalizado. La penalización se calcula como se indica a continuación según se trate de Barras de MT, Puntos Fronteras de Compras, Generación Aislada, Puntos Fijos de BT y Clientes Finales.

c.1.1. **Barras de MT, Puntos Fronteras de Compras, Generación Aislada y Puntos Fijos de BT (con medición de energía):**

El cálculo para la determinación de la penalización de cada una de las Barras de MT, Puntos Fronteras de Compras, Generación Aislada y Puntos Fijos de BT por apartamientos de los niveles de tensión, se ajustará a la siguiente expresión:

$$Penal_T_{jEz}(x)[\$] = \sum_{k=1}^{k=6}\sum_{f=1}^{f=3}\sum_{i=1}^{i=n}(Ep(x_k)_{f;i} * Coef(x_k)_{t;f;i;b})$$

$$Penal_P_{jEz}(x_k)[\$] = \sum_{f=1}^{f=3}\sum_{i=1}^{i=n}(Ep(x_k)_{f;i} * Coef(x_k)_{t;f;i;b})$$

Donde:

*Penal_T$_{jEz}$(x)*[$]: Penalización total del semestre de control "*jEz*"; (*j*:semestre, *z*:etapa) del archivo "*x*" determinado en pesos [$].

*Penal_P$_{jEz}$($x_k$)*[$]: Penalización del período de medición (1 mes) del archivo "*x*" del mes de control "*k*" determinado en pesos [$].

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE DEPARTAMENTO SECRETARÍA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

COPIA FIEL

Ing. JOSÉ RICARDO ÁSCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

$x_k$: Nombre del archivo que contiene los registros obtenidos por el equipo registrador instalado en un determinado punto de medición y en un determinado mes de control "*k*".

*k:* Mes del semestre de control *"jEz"* al cual pertenece el archivo *"x"*.

*f:* Número de fases. Para sistema monofásico $f = 1$; bifásico $f = 2$; trifásico $f = 3$.

*i:* Indica el registro válido del archivo *"x"* para el mes de control *"k"* y varía desde el valor 1 hasta el número de registro *"n"*.

*n:* Es el número de registros válidos del archivo *"x"* de medición correspondiente al mes de control *"k"*.

$Ep(x_k)_{f;i}$: Energía en [kWh] medida durante el período de integración (15 minutos) correspondiente al registro *"i"*, de la fase *"f"*, del archivo *"x"* del mes de control *"k"*.

Si el archivo no cuenta con la medición de energía por fase, pero si de potencia por fase, la misma se determinará para cada registro como:

$Ep(x_k)_{f;i}$[kWh]=$Pp(x_k)_{f;i}$[kW] *0,25[horas].

$Pp(x_k)_{f;i}$: Potencia promedio en [kW] medida durante el período de integración correspondiente al registro *"i"*, de la fase *"f"*, del archivo *"x"* del mes de control *"k"*.

$Coef(x_k)_{t;f;i;b}$: Penalización por unidad de energía para la banda de penalización *"b"* de acuerdo a las Tablas de Valorización de la Energía suministrada en malas condiciones de Calidad según el punto 2. Calidad del Producto Técnico Suministrado en [$/kWh] correspondiente al mes de control *"k"*. Estos valores se ajustarán, conforme a la variación que experimente el valor agregado de distribución (VAD) del CONCESIONARIO.

*t*: Tabla 1 ó Tabla 2. La Tabla 1, se utiliza para archivos *"x"* de equipos registradores instalados en suministros de Clientes Finales o Puntos Fijos de BT ubicados en zonas Urbanas, mediciones en Barras de MT, Puntos Fronteras de Compras y Generación Aislada. La Tabla 2, se utiliza para archivos *"x"* de equipos registradores instalados en suministros de Clientes Finales o Puntos Fijos de BT ubicados en zonas Rurales.

*b*: Banda de penalización de acuerdo a las Tablas *"t"* de Valorización de la Energía suministrada en malas condiciones de Calidad.

Para efectuar el cálculo del *"*$Coef(x_k)_{t;f;i;b}$*"* se debe analizar la tensión promedio *"*$Vp(x_k)_{f;i}$*"* y con este valor calcular:

$$Tp(x_k)_{f;i} = \frac{|Vp(x_k)_{f;i} - V_n|}{V_n}$$

Donde:

COPIA FIEL
Dra. ADRIANA ISABEL CONTRERAS
JEFA DE DEPARTAMENTO ADMINISTRATIVA
ERSEPT



Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

$Tp(x_k)_{f;i}$: es el grado de apartamiento de la tensión promedio medida del registro "*i*", de la fase "*f*", del archivo "*x*" del mes de control "*k*" respecto de la tensión nominal "*Vn*".

$Vp(x_k)_{f;i}$: es la tensión promedio registrada del registro "*i*", de la fase "*f*", del archivo "*x*" del mes de control "*k*".

*Vn*: Tensión nominal de servicio o de referencia (para MT la tensión de referencia es "*Vref*"igual a 13,5 o 33,5 [kV] respectivamente y para BT es 220 [V]).

Con la identificación del nivel de tensión y con la ubicación del Punto de Medición se determina que tabla se debe utilizar (Tabla 1 ó Tabla 2) para determinar el valor del "$Coef(x_k)_{t;f;i;b}$". Para ello se determina el valor de "$Tp(x_k)_{f;i}$" y con este valor se identifica a que banda "*b*" de apartamiento pertenece según la tabla que corresponda.

c.1.2 **Puntos Fijos de BT**

El cálculo para la determinación de la penalización de cada uno de los Puntos Fijos de BT sin medición de energía por apartamientos de los niveles de tensión, se ajustará a las siguientes expresiones:

$$Penal_T_{jEz}(x)[\$] = \sum_{k=1}^{k=6}\sum_{f=1}^{f=3}\sum_{i=1}^{i=n}(Epr(x_k) * Coef(x_k)_{t;f;i;b})$$

$$Penal_P_{jEz}(x_k)[\$] = \sum_{f=1}^{f=3}\sum_{i=1}^{i=n}(Epr(x_k) * Coef(x_k)_{t;f;i;b})$$

Donde:

$Epr(x_k)$ [kWh] $= P$[kW] * 0,25[horas] / ($f$*$n$)

$Epr(x_k)$: Energía promedio por registro en [kWh], del registro "*i*", de la fase "*f*", del archivo "*x*" correspondiente al mes de control "*k*".

*P*[kW] = *PN*[kVA] * FP[kW/kVA] * CC.

*P:* potencia [kW].

*PN:* Potencia nominal [kVA] del transformador instalado en la SET correspondiente al Punto Fijo de BT.

*FP:* Factor de potencia [kW/kVA] = 0,92.

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

COPIA FIEL

2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

*CC:* "coeficiente de calidad" = 0,25.

En lo referente al procedimiento para la determinación de las penalizaciones correspondientes al Producto Técnico Suministrado se deberán tener en cuenta las disposiciones contenidas en el SUB-ANEXO Calidad de Producto Técnico Suministrado.

c.2. **Clientes Finales**:

La forma de cálculo para la determinación de la penalización resultante de la medición de cada uno de los Clientes Finales por apartamientos de los niveles de tensión sin medición de Energía, se ajustará a las siguientes expresiones:

$$Penal_T_{jEz}(x)[\$] = Penal_D_{jEz}(x_k)[\$/d] * d$$

$$Penal_D_{jEz}(x_k)[\$/d] = \frac{Penal_P_{jEz}(x_k)[\$]}{n} * 96$$

$$Penal_P_{jEz}(x_k)[\$] = \sum_{f=1}^{f=3}\sum_{i=1}^{i=n}(Epr(x_k) * Coef(x_k)_{t;f;i;b})$$

Donde:

$Penal_D_{jEz}(x_k)[\$/d]$: Penalización diaria del archivo "$x$" determinado en pesos [$\$/d$].

$Penal_P_{jEz}(x_k)[\$]$: Penalización del periodo de medición (7 días) del archivo "$x$" del mes de control "$k$" determinado en pesos [$\$$].

$d$: Cantidad total de días con penalización del archivo "$x$".

$Epr(x_k)$: Energía promedio por registro en [kWh], del archivo "$x$" correspondiente al mes "$k$" dentro del cual se efectuó la medición.

Donde:

Cálculo de *Epr* en Clientes con facturación mensual:

*Epr* [kWh] = *CMm*[kWh] / (30 * 96 * *f*)

*CMm*: Consumo máximo mensual calculado en base a la facturación de los últimos 6 períodos.

Cálculo de *Epr* en Clientes con facturación bimestral:

*Epr* [kWh] = *CMb*[kWh] / (60 * 96 * *f*)

COPIA FIEL

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

*CMb*: Consumo máximo bimestral calculado en base a la facturación de los últimos 3 períodos.

*n*: Es el número de registros válidos del archivo "*x*" de medición correspondiente al período de medición.

En lo referente al procedimiento para la determinación de las penalizaciones correspondientes al Producto Técnico Suministrado se deberán tener en cuenta las disposiciones contenidas en el SUB-ANEXO Calidad de Producto Técnico Suministrado.

Los clientes finales que realicen una solicitud de verificación y registro de posibles desvíos del Producto Técnico y que la DISTRIBUIDORA concluya el mismo como procedente, serán incorporados al sistema de control de Producto Técnico vigente considerándose penalizados a partir del mes siguiente a la fecha de emisión del Informe correspondiente.

**Remediciones:**

d.1. Se realizarán DOS (2) remediciones estacionales anuales con una duración de UNA (1) semana cada una.

d.2. Si la primera remedición diera como resultado niveles de tensión dentro de la banda permitida para la etapa vigente, la penalización se suspende.

d.3. Al realizar, al cabo de los SEIS (6) meses la segunda remedición y ésta diera como resultado niveles de tensión fuera de banda, superior en un 3% del total de registros, automáticamente se aplicará la penalización que equivale a todos los días que transcurrieron entre la primera y segunda remedición. Para levantar las remediciones en el punto observado, la última remedición no debe presentar observaciones.

d.4. Todo procedimiento de remedición será válido solamente con un intervalo máximo de SEIS meses y medio (6,5) entre las dos remediciones semanales.

d.5. El ERSEPT y la DISTRIBUIDORA definirán los equipos que se utilizarán para las remediciones en los clientes finales de BT y cuya utilización se justifique, teniendo en cuenta la inversión y la prestación eficiente del servicio. Estos equipos se contrastarán cada DOCE (12) meses en la mesa de contraste de la DISTRIBUIDORA, a requerimiento del ERSEPT.

Si como resultado de la segunda remedición los niveles de tensión fuera de banda, son superiores a un 3% del total de registros, automáticamente se aplicará una penalización extra a partir del semestre 2 hasta el semestre 3 inclusive que corresponderá a un aumento en la sanción de un 10%.

Ing. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

COPIA FIEL

A partir del semestre 4 hasta el semestre 5 inclusive de persistir la situación, automáticamente se aplicará una penalización extra que corresponderá a un aumento en la sanción de un 20%.

A partir del semestre 6 hasta el semestre 7 inclusive de persistir la situación automáticamente se aplicará una penalización extra que corresponderá a un aumento en la sanción de un 40%.

A partir del semestre 8 hasta el semestre 9 inclusive de persistir la situación automáticamente se aplicará una penalización extra que corresponderá a un aumento en la sanción de un 60%.

A partir del semestre 10 hasta el semestre 11 inclusive de persistir la situación automáticamente se aplicará una penalización extra que corresponderá a un aumento en la sanción de un 80%.

A partir del semestre 12 y mientras persista la situación automáticamente se aplicará una penalización extra que corresponderá a un aumento en la sanción de un 100%.

En el caso de no realizarse la remedición por presunción que los niveles de tensión se encuentran en igual situación que al momento de la medición, se aplicará igual criterio que para la remedición, la sanción se acrecentará como se indicó para los arrastres.

**SUB-ANEXO I**

**Áreas Urbanas**

| DISTRITO | LOCALIDAD | TIPO |
|---|---|---|
| 000 | SAN MIGUEL DE TUCUMAN | U |
| 010 | YERBA BUENA | U |
| 020 | SAN FELIPE | U |
| 030 | LOS POCITOS | U |
| 040 | LAS TALITAS | U |
| 050 | LASTENIA | U |
| 060 | CEBIL REDONDO | U |
| 070 | BANDA DEL RIO SALI | U |
| 080 | ALDERETES | U |

Dra. LORENA ISABEL CORREA
Jefa de Área Secretaría Administrativa
ERSEPT

2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

| | | |
|---|---|---|
| 150 | RANCHILLOS | U |
| 300 | LULES | U |
| 305 | MANANTIAL | U |
| 315 | SAN PABLO | U |
| 340 | FAMAILLA | U |
| 350 | MONTEROS | U |
| 370 | CONCEPCION | U |
| 420 | AGUILARES | U |
| 460 | JUAN BAUTISTA ALBERDI | U |
| 490 | LA COCHA | U |
| 550 | BELLA VISTA | U |
| 620 | TAFI VIEJO | U |
| 680* | TAFI DEL VALLE | U |
| 710 | TRANCAS | U |
| 800 | SIMOCA | U |

* El Área considerada como urbana en Tafí del Valle contiene las SET del casco céntrico N°: 270, 287, 857, 1732, 1788, 2302, 2454, 3870, 6816, 6992, 7976, 7977, 8776, 9118, 9675, 9907. La SET que se construyan a futuro en el Área mencionada serán consideradas como Urbanas.

Dra. ADRIANA RAQUEL CORTES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

COPIA FIEL

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

**SUB-ANEXO II**

**RECLAMOS DE PRODUCTO TÉCNICO EN SUMINISTRO DE CLIENTE**

El presente SUB-ANEXO regula el procedimiento de presentación de solicitud de verificación de Producto Técnico en suministro de clientes finales y su incorporación al sistema de control de Producto Técnico por parte de la DISTRIBUIDORA:

Solicitud de verificación.

Informe.

Reconocimiento e incorporación al sistema de control.

Exclusiones.

Penalizaciones.

Solicitud de verificación.

El titular del servicio que entendiera que registró niveles de tensión fuera de banda durante la prestación del servicio eléctrico por parte de la DISTRIBUIDORA, deberá interponer el reclamo por ante la misma, y bajo constancia de firma cumplir los siguientes requisitos:

Ser titular del suministro eléctrico residencial, identificando al mismo con precisión.

Nombre y Apellido, Documento de Identidad, en el caso de personas jurídicas, los documentos habilitantes que acrediten la personería.

No existencia de deuda exigible con la DISTRIBUIDORA.

Que las instalaciones del cliente que se encuentran bajo la vigilancia de la DISTRIBUIDORA se encuentran en condiciones operativas óptimas.

La constitución del domicilio a efectos de la resolución del reclamo.

Fecha y hora aproximada de/los registros de niveles de tensiones reclamados.

Aceptación que el objeto de la solicitud efectuada reconoce como único objeto la posible incorporación del caso al sistema de control de Producto Técnico según el presente Sub-Anexo, desistiendo de utilizar las conclusiones a las que se arribare a través del mismo, a cualquier otro efecto.

Dr. ADRIANA LOPEZ OSORES
ESTADO UNIDO SOCIEDAD ADMINISTRATIVA
ERSEPT

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

La información aportada será utilizada para completar un formulario donde se dejará indicado el Reclamo por Producto Técnico realizado por el titular del suministro a sólo y único efecto de incorporarse al sistema de control de Producto Técnico según en el presente Sub-Anexo. Los requisitos para efectuar el reclamo deberán exhibirse claramente en todas las oficinas comerciales de la misma. Una copia del reclamo efectuado deberá ser entregada al cliente y otra al ERSEPT, en la que constará la fecha y hora de recepción del mismo.

Informe.

La DISTRIBUIDORA deberá confeccionar un informe conteniendo los siguientes datos:

Eventos producidos en las redes de alimentación al suministro indicado por el solicitante, en el día y hora aproximada registrados en la solicitud de verificación.

Estado de la acometida en el suministro.

Existencia de la puesta a tierra de protección de la acometida.

Estado del tablero principal en el suministro.

Tipo de protección instalada en el tablero del suministro y/o en motores y/o en equipos.

Verificación del Producto Técnico denunciado en el suministro mediante Medición y Registro de Tensiones según el método de control de Producto Técnico en usuarios finales vigente.

Conclusión a la que arribare la DISTRIBUIDORA.

Las mediciones del Producto Técnico correspondientes a Reclamos presentados por usuarios finales serán realizadas mediante la utilización de equipamiento nuevo según las cantidades indicadas en el Anexo Calidad del Servicio Público y Sanciones, punto b.2.

Dra. ADRIANA ISABEL SOSORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

El reclamo efectuado por el titular del suministro y el informe resultante del CONCESIONARIO deberán registrarse en un formulario numerado y por triplicado, que deberá elaborar la DISTRIBUIDORA, sin perjuicio de la posibilidad de informatizar este procedimiento de reclamo.

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

COPIA FIEL

La DISTRIBUIDORA deberá expedirse en un plazo no mayor a DIEZ (10) días hábiles posteriores a la efectiva medición de Producto Técnico, la cual deberá realizarse en un plazo no mayor a 30 (treinta) días corridos a partir de la recepción del reclamo.

En caso de silencio de la DISTRIBUIDORA, negativa o discrepancia respecto del resultado con el cliente, el mismo podrá recurrir ante el Ente de Control en un plazo no mayor de TREINTA (30) días corridos a contar del plazo que la Distribuidora debiera expedirse.

La DISTRIBUIDORA, mensualmente presentará al ERSEPT dentro de los primeros diez (10) días un resumen de los reclamos recibidos y los resultados disponibles de los mismos y lo actuado en cada uno de ellos.

Reconocimiento e incorporación al sistema de control.

Si la conclusión a la que arribare la DISTRIBUIDORA es favorable al titular del suministro, la medición del mismo será incorporada a la Base de Clientes con Producto Técnico Observado, debiendo la DISTRIBUIDORA definir los pasos necesarios para la recomposición de los desvíos, y en caso de corresponder con inversiones eficientes y criterio similar a los establecido en el Régimen de Extensión de Redes respecto al monto de la misma. En todos los casos que corresponda realizar obras de mejoras, las mismas serán ejecutadas con los recursos económicos que a tal fin se disponga del Plan de Obras Obligatorio en un plazo máximo de CUATRO meses contados a partir del reconocimiento de la DISTRIBUIDORA o de la notificación de la Resolución del ERSEPT que dispusiera la incorporación del reclamo al sistema de control que surge del presente Reglamento.

Adicionalmente y hasta tanto la DISTRIBUIDORA subsane los desvíos, en caso de corresponder el titular del suministro será incorporado al sistema de control de Producto Técnico vigente, debiendo la Distribuidora considerarlo como un cliente penalizado a partir del mes siguiente a la fecha de emisión del Informe. Para levantar la penalización se deberá realizar una remedición exitosa en similar periodo de facturación.

Exclusiones.

La DISTRIBUIDORA no será responsable ante el titular del suministro por los perjuicios que puedan acontecer debido a eventos y/o restricciones del Sistema de Transporte, Caso Fortuito o Fuerza Mayor, ni de los desvíos que puedan ser detectados en el interior de las

instalaciones particulares del titular del suministro que se fundamenten en el estado de las instalaciones privadas como así también cuando el mismo estuviere vinculado al sistema de distribución mediante una conexión irregular o fraudulenta en los términos del Reglamento General para la Prestación del Servicio Eléctrico.

Los casos particulares de instalaciones subterráneas y/o inaccesibles, donde no se pueda realizar las mediciones de Producto Técnico, los mismos serán analizados específicamente en conjunto con ERSEPT, para lo cual se conformará una subcomisión a los efectos de resolver sobre el tema en particular. Los plazos para presentar la información, realizar eventuales mediciones, determinar conclusiones y la ejecución de obras, en caso de corresponder, establecidos en el presente Reglamento podrían duplicarse según lo determine la subcomisión, pudiendo el ERSEPT ampliarlos de modo excepcional en caso de considerarlo necesario.

Penalizaciones.

Los atrasos en la ejecución de las obras que den respuesta a los reclamos de Producto Técnico y que estén incluidas en el Plan de Obras Obligatorio, generarán una penalización de acuerdo a lo previsto en la Circular N° 13 del Contrato de Concesión.

**3-Calidad de Servicio Comercial Brindado**

La DISTRIBUIDORA a partir de la vigencia de la RTI, adicionalmente a la obligación de información establecida deberá remitir:

En cada uno de los indicadores, los incumplimientos respecto del total informado mensualmente.

Base de datos actualizada mensualmente para tarifas T1 y T2

La terminal informática de punto a punto deberá permitir adicionalmente con la posibilidad del acceso masivo de los clientes por Tarifa, SET, Reclamos, Localidad, Sucursal, etc., a demanda eventualmente cuando solicite calidad comercial del ERSEPT.

El historial de consumos de cada cliente no deberá ser menor a dos años de antigüedad para los consumos mensuales o bimestrales.

El cargo de uso de red es un dato de la potencia instalada y está asimilado del valor de la energía consumida.

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

COPIA FIEL

2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

El cargo de uso de red (CUR) más la energía consumida, en su conjunto: la **facturación**, inciden en el valor de la sanción. Esta se resolverá hasta su pleno valor mediante la implementación del siguiente cronograma:

**Etapa 1**: comprenderá los primeros doce (12) meses. Desde la fecha efectiva de vigencia de la RTI en que se considerará una sexta (1/6) parte del valor del CUR más la energía consumida para los servicios bimestrales.

**Etapa 2**: comprenderá los segundos doce meses. A partir del mes trece (13) de vigencia de la RTI se considerará una tercera (1/3) parte del valor del CUR más la energía consumida, para los servicios bimestrales.

**Etapa 3**: a partir del mes veinticinco (25) de vigencia de la RTI se considerará el valor total del CUR más la energía consumida.

La base metodológica que se expone en el presente será de aplicación por la Distribuidora.-

**Conexiones Nuevas**

Incorporar en los registros aquellos usuarios que hubieran suscrito un convenio de pago, aquellos suministros asistidos que a la fecha de la conexión no han efectuado el pago de la conexión.

La calidad de este servicio comercial prestado mide los tiempos empleados. Si bien este es un indicador necesario, no es suficiente, un margen importante de este depende de propósitos de orden operativo interno de la prestadora.

A los fines de resolver este tema por las de conexiones de servicios con incumplimientos de plazos previstos para los **casos semestrales**, la DISTRIBUIDORA abonará al cliente una multa equivalente a la fracción que resulta de dividir el **costo de la conexión** (definida en el régimen tarifario), dividido en **dos (2) veces el plazo previsto** para el suministro (definido como etapa IV del CONTRATO DE CONCESIÓN). Este monto se aplicará por cada día hábil de atraso, con un tope igual al triple de la conexión por tarifa contratada correspondiente a treinta (30) días hábiles de atraso.

| (C/(2 x plazo)) x c/día con Límite de hasta 3 x C |
|---|

Donde: C = Valor de la conexión según tarifa [ $ ]

**Facturaciones Estimadas**

La DISTRIBUIDORA remitirá al ERSEPT, en forma mensual, un informe conteniendo el número de estimaciones, en relación con el total de las facturas emitidas, discriminando por motivos de las estimaciones, por zonas o sucursal y por tarifa, indicando en cada caso

Dra. ANA MARIA [illegible]
JEFA DE UNIDAD ESPECIALISTA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

COPIA FIEL

el total de facturas estimadas y el total que estas representan. Esta información deberá discriminarse por Áreas Urbana y Rural

**Tabla de estimaciones permitidas**

| | URBANA | | RURAL | |
|---|---|---|---|---|
| | Sucesiva | Alternada | Sucesiva | Alternada |
| BIMESTRAL | 0 | 2 | 2 | 2 |
| MENSUAL | 2 | 3 | 2 | 3 |

Las estimaciones deberán contemplar el consumo y la estacionalidad que registre el usuario en el año calendario.

La DISTRIBUIDORA, a partir de la vigencia de este ARI, deberá remitir una planilla por tarifa, que incluya los casos que hayan superado el número máximo de estimaciones permitidas discriminando por datos del cliente, número de factura, motivo, monto de la estimación, monto de la multa y cantidad de estimaciones durante el último año calendario y discriminando por sucesivas o alternadas.

En los casos que se presenten mayores estimaciones que las previstas en el presente documento, deberá abonar la multa correspondiente directamente al cliente damnificado, sin posibilidad de ningún otro tipo de compensación y acreditando ante el ERSEPT que el pago ha sido efectivizado.

Salvo el caso particular de tarifas en que se aplique otra modalidad, la facturación deberá realizarse en base a lecturas reales, exceptuando los casos de fuerza mayor, en los que podrá estimarse el consumo.

El número de estimaciones en cada facturación no podrá superar el ocho por ciento (8%) de las facturas remitidas en cada categoría.

Para el caso que el ERSEPT detecte mayor número de estimaciones que las previstas, percibirá de parte de LA DISTRIBUIDORA, la multa equivalente al treinta por ciento (30%) de la **facturación** estimada y derivará esta multa hacia los clientes perjudicados.

$$(CUR + E) \times 30\%$$

Donde: CUR = Cargo Uso de Red [kWh/$] ; E = Energía [kWh/$]

La facturación estimada estará expuesta al cronograma de actualización del CUR.

**2026.-**

Dra. ADRIANA ISABEL OGOREK
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT
COPIA FIEL

Ing. JOSE RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

El valor del CUR se aplicará de acuerdo a las Etapas mencionadas.

**Reconexiones de servicios suspendidos por falta de pago**

La DISTRIBUIDORA deberá reestablecer el servicio suspendido por falta de pago, en un plazo máximo de VEINTICUATRO (24) horas corridas en áreas urbanas y TREINTA Y SEIS (36) horas corridas en áreas rurales, contadas a partir del momento de efectivizado el pago y/o suscripto convenio de pago de deuda que dio origen a la suspensión

Si el servicio no se restableciera en los plazos previstos, la DISTRIBUIDORA abonará al cliente una multa del veinte por ciento (20%) del monto equivalente al promedio mensual de **facturación** en los últimos doce meses, actualizados al momento de hacer efectiva la multa, por cada día o fracción excedente

| (CUR + E) x 20% x c/día o fracción |
|---|

Donde: CUR = Cargo Uso de Red [kWh/$] ; E = Energía [kWh/$]

Las reconexiones estarán expuesta al cronograma de actualización del CUR.

El valor del CUR se aplicará de acuerdo a las Etapas mencionadas.

**3-1- Calidad de Medición.**

El Contrato de Concesión en su ANEXO 1 Régimen Tarifario – Normas de Aplicación del Cuadro Tarifario encuadra a los usuarios según su ubicación en el Cuadro Tarifario como:

**Clientes de pequeñas demandas:** Son aquellos cuya demanda máxima no sea Superior a 10 kW.

**Clientes de medianas demandas:** Son aquellos cuya demanda máxima sea superior a 10 kW e inferior a 50 kW.

**Clientes de grandes demandas:** Son aquellos cuya demanda máxima promedio de 15 minutos consecutivos sea igual o superior a 50 kW inferior a 1.000 kW.

**Clientes de muy grandes demandas:** Son aquellos cuya demanda máxima promedio de 15 minutos consecutivos sea igual o superior a 1.000 kW.

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARÍA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

COPIA FIEL

Con la nueva tecnología y costos que tienen los actuales medidores de energía eléctrica se hace necesario especificar con mayor precisión las características que encuadra a los usuarios clasificados como Clientes de pequeñas y medianas demandas según su ubicación en el Cuadro Tarifario, sin alterar el espíritu del Contrato de Concesión, quedando de la siguiente manera:

**Clientes de pequeñas demandas con medición de potencia:** Son aquellos cuya demanda máxima promedio de 15 minutos consecutivos no sea superior a 10 kW.

**Clientes de medianas demandas:** Son aquellos cuya demanda máxima promedio de 15 minutos consecutivos sea superior a 10 kW e inferior a 50 kW.

**3.1.1 Habilitación Comercial Medidores**

Mediante la Resolución EPRET N.° 202/2010 se aprobó, en su Anexo II, la "Reglamentación para la instalación de medidores de energía activa y/o reactiva utilizados para transacciones comerciales en Tarifa 1 (clientes de pequeñas demandas)".

Sobre la base de lineamientos análogos, se establecen los requisitos de documentación y los ensayos técnicos necesarios para la instalación de nuevos medidores estáticos de energía eléctrica activa y/o activa-reactiva en corriente alterna, destinados a mediciones sujetas a transacciones comerciales. Dichos medidores serán incorporados al parque de medición de usuarios encuadrados, según su ubicación en el Cuadro Tarifario, como clientes de medianas, grandes y muy grandes demandas.

Independientemente del encuadre tarifario del usuario o del tipo de medidor de que se trate, los ensayos deberán realizarse, siguiendo un orden de prioridad, en el Laboratorio de la Distribuidora, en el Laboratorio del Fabricante o en un Laboratorio de Tercero Competente. En todos los casos, los ensayos deberán efectuarse utilizando equipamiento o mesas de contraste para medidores de energía eléctrica debidamente certificadas u homologadas por el Instituto Nacional de Tecnología Industrial (INTI) o por el organismo que en el futuro lo reemplace.

Asimismo, todo el personal interviniente que suscriba Formularios, Informes y Actas de Ensayo deberá contar, como mínimo, con la aprobación del curso "Introducción a la Metrología" dictado por el INTI o por el organismo que lo sustituya en el futuro. El código de certificación emitido como constancia de dicha aprobación deberá adjuntarse a la documentación correspondiente.

Complementariamente, a partir del año 2026, para los medidores a instalar en usuarios de Medianas Demandas, Grandes y Muy Grandes Demandas, serán de aplicación todos los lineamientos establecidos en el Anexo II de la Resolución EPRET N.° 202/2010, implementándose la reglamentación específica mediante la correspondiente Resolución del Ente Regulador.

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

COPIA FIEL

Ing. JOSE RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

2026.-

**3-2 Reclamos por Daños a equipos de propiedad del cliente**

El presente SUB-ANEXO (Adenda, acta de renegociación integral) regula el procedimiento de reintegro de los daños causado a bienes o instalaciones de propiedad del cliente (artículo 6):

Reemplazar el Art. 6 por el que se transcribe a continuación:

Apartado a) el que quedara redactado de la siguiente manera (en sus partes pertinentes):

El cliente que entendiera que sufrió un daño en los electrodomésticos y/o bienes muebles de su propiedad producto de perturbaciones en la prestación del servicio eléctrico por parte de la Concesionaria, deberá interponer el reclamo por ante la Distribuidora dentro del término de 60 días corridos de acaecidos el hecho.

El concesionario no podrá expedirse en un plazo mayor a 10 días hábiles. De resultar favorable al cliente la solución a implementar deberá materializarse en un plazo no mayor a 20 días hábiles.-

En caso de discrepancia respecto del monto asociado al reclamo el Concesionario podrá ofrecer la sustitución o reparación de los daños o desperfectos. En caso de negativa de la Distribuidora respecto del reclamo o discrepancia sobre la solución propuesta por el Concesionaria, el cliente podrá recurrir al ERSEPT en los términos del Art. 56 de la Ley 6608 en un plazo no mayor a 60 días corridos a contar desde la notificación de la distribuidora.

En caso de silencio de la Distribuidora el usuario podrá intimar en u plazo de 5 días hábiles, por escrito y en forma fehaciente, a que la misma se expida en un plazo no mayor a 10 días hábiles, transcurridos los cuales sin que la Concesionaria se expida se tendrá por consentido el reclamo del usuario.

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN · ERSEPT ·

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

COPIA FIEL

## ANEXO XXI. RTI EDET SA 2025-2030

## RÉGIMEN DE EXTENSIÓN DE REDES

En función de lo dispuesto en el Anexo 5 del Contrato de Concesión y sus posteriores reglamentaciones y modificatorias, Art. 10 del Acta de Renegociación Integral, Resolución ERSEPT N°139/2013, Resolución ERSEPT N°790/2016, Resolución ERSEPT N°612/2017, Resolución ERSEPT N°83/2020 y Resolución ERSEPT N°645/2020, y con el fin de integrar el Régimen de Extensión de Redes para una interpretación clara, se propone un único texto que ordene las mencionadas normativas y complemente aquellas situaciones que no han sido alcanzadas y contempladas. Asimismo, la Ley Provincial N° 5.380 y sus reglamentaciones mantienen plena vigencia.

A tal efecto, se propone:

### Conceptos Generales

Este Régimen será de aplicación para todos los pedidos de suministro o de sus ampliaciones para clientes abastecidos por el Servicio Público prestado por la Distribuidora en el ámbito de la Concesión y desde la Fecha de vigencia de la Revisión Tarifaria de la cual forma parte.

Es objeto del presente régimen establecer procedimientos uniformes para la extensión de redes para todo el ámbito de aplicación, abarcando tanto las instalaciones correspondientes a suministros comunes (localización y tamaño normales, etc.) que se corresponden con el crecimiento vegetativo de la demanda y son solventadas generalizadamente por las previsiones normales de la tarifa eléctrica, como también, aquellas obras no ordinarias, por corresponder a suministros con características singulares tales como localización alejada del área de prestación, gran dimensión de su abastecimiento o breve duración temporal de la prestación, etc.

Una clasificación de los suministros apta para este Régimen de Extensión de Redes, teniendo en cuenta las características precedentemente indicadas, se establece en el punto que sigue.

Cabe aclarar que la presente normativa abarca las instalaciones y obras de abastecimiento y conexión requeridas exclusivamente para satisfacer un pedido concreto de suministro y, de ninguna manera, tienen alcance sobre obras e instalaciones definidas por planes globales de equipamiento e inversiones, destinados al cubrimiento global de la demanda futura, el mantenimiento de las normas de calidad y/o la expansión territorial o estratégica del servicio, etc.

A los fines de la efectiva aplicación del régimen de extensión de redes se ratifica el privilegio de exclusividad otorgado al CONCESIONARIO a los efectos de prestar el

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

COPIA FIEL

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

servicio público de distribución y comercialización de energía eléctrica en el territorio de la Provincia.

El Régimen de Extensión de Redes contenido en el Anexo 5 del Volumen II del Contrato de Concesión, el artículo N° 10 del Acta de Renegociación Integral (ARI), el Anexo X de la Resolución ERSEPT N° 139/2013, el Anexo XI de la Resolución ERSEPT N° 790/2016, la Resolución ERSEPT N° 612/2017 y la Resolución ERSEPT N° 83/2020 mantienen su vigencia en un todo de acuerdo a lo establecido en el presente texto ordenado.

**Glosario.**

El presente constituye un texto integrador y que tiene por objeto, entre otros ordenar, sistematizar y actualizar la normativa vigente en materia de Extensión de Redes, facilitará la interpretación de los términos, el glosario de términos (el "Glosario") que a continuación se desarrolla. Es entendido que los términos comprenden tanto el singular como el plural. En tal sentido:

**AUTORIDAD REGULATORIA o ENTE REGULADOR:** Indistintamente será el Ente Único de control y regulación de los servicios públicos de Tucumán (ERSEPT).

**ÁREA SERVIDA:** Es el área comprendida por todos los puntos de la provincia que distan 500 (quinientos) metros o menos desde cualquier punto de la red de distribución existente, medidos siguiendo trayectos sobre vía pública exclusivamente o con servidumbre debidamente constituida. Este límite será actualizado anualmente.

**CRECIMIENTO VEGETATIVO:** Se entiende por tal la expansión natural y progresiva de la red de distribución eléctrica, sobres vías públicas ya existentes debidamente constituidas, destinada a satisfacer las necesidades de nuevos usuarios o el aumento de la potencia requerida por usuarios existentes, en zonas dentro del ÁREA SERVIDA. Este crecimiento es consecuencia de la densificación poblacional y el desarrollo económico espontáneo en zonas previamente electrificadas, y no comprende los proyectos de expansión masiva derivados de LOTEOS o DESARROLLOS INMOBILIARIOS.

**SIMPLES FRACCIONAMIENTOS:** Son las particiones o parcelas mínimas de terreno aptas para ser utilizadas, al menos como unidad económica agraria para la explotación comercial y/o de viviendas. Resulta aplicables, todas las leyes y normativas que rigen al respecto.

**SOLICITUD DE SUMINISTRO O SOLICITUD DE AMPLIACIÓN:** Indistintamente será el acto jurídico por el cual un USUARIO formaliza a través del medio y/o mecanismo formalmente autorizado el requerimiento para recibir o ampliar la percepción para sí del SERVICIO PÚBLICO, sujeto al previo cumplimiento de todos los requisitos técnicos, legales, operativos, permisos y/o autorizaciones y comerciales debidamente acreditados.

**DESARROLLADOR:** En los supuestos establecidos en los puntos 0, 0, ***2.2.3.5 (nuevo condiciones particulares para parques industriales)*** y concordantes, para los casos de clubes de campo, barrios cerrados, desarrollos urbanos, loteos, nuevos emprendimientos

Dra. ANABEL IGNATI CHAVES
JEFA DE UNIDAD CONTABILIDAD
ERSEPT

inmobiliarios en prehorizontalidad ***y parques industriales***, serán de aplicación entre otras las previsiones de los Títulos V, VI y concordantes del Código Civil y Comercial de la Nación. En tal sentido, se entiende por Desarrollador al sujeto de derecho, persona humana o jurídica que asume la responsabilidad por la construcción y puesta en funciones del desarrollo inmobiliario, pudiendo ser a mero título enunciativo y no taxativo una sociedad de las previstas en la ley general de sociedades, una sociedad anónima simplificada, un fideicomiso en cualesquiera de sus modalidades, siendo en tal caso el fiduciario a estos fines el Desarrollador. En definitiva, el Desarrollador será quien gestione los permisos de construcción, las habilitaciones urbanas, las autorizaciones ambientales y quien, de corresponder asumirá el eventual recupero de las inversiones conforme el SUMINISTRO del SERVICIO PÚBLICO requerido. En cualquier caso, podrá o no coincidir como sujeto de derecho con quien asuma la comercialización de ese desarrollo inmobiliario.

**LOTEOS:** Se entiende por Loteo a toda subdivisión de un terreno, con el fin de generar un nuevo desarrollo urbano o rural, incluye, a modo enunciativo, clubes de campo, barrios cerrados, countries, urbanizaciones privadas y subdivisiones de predios. Para ser considerado LOTEOS REGULARES, la subdivisión debe ajustarse de manera integral a la Ley Provincial N° 5.380, su reglamentación, y a toda la normativa urbanística, ambiental, de ordenamiento territorial y de servicios públicos vigente, como ser esta Res. ERSEPT, lo que implica necesariamente la aprobación del plano por el municipio y la autoridad de aplicación provincial, la habilitación de la infraestructura de servicios y la cesión de los espacios de uso público, etc.

**LOTEOS IRREGULARES:** Se considera Loteo Irregular a todo aquel LOTEOS que no cumpla total o parcialmente con los requisitos establecidos para ser catalogado como LOTEOS REGULAR. La irregularidad puede derivar de la falta de aprobación de los planos, la carencia de infraestructura urbana (vial, eléctrica, etc.), el incumplimiento de las normas de subdivisión del suelo o la falta de cesión de espacios públicos.

**Clasificación de Solicitudes de Suministros o Pedidos de Ampliación de carácter permanente para aplicación del Régimen de Extensión de Redes.**

Las solicitudes de carácter permanente son aquellas solicitudes de nuevos suministros o ampliaciones de suministros existentes que por su naturaleza suponen una prestación del servicio ilimitada en el tiempo y la permanencia de las instalaciones, las que deben respetar, en todos los casos, los típicos constructivos vigentes.

Se desarrolla a continuación la clasificación indicada en el título, discriminando los suministros comunes de las distintas clases de suministros extraordinarios. Tanto unos como otros tienen carácter obligatorio, pero, respecto a los últimos, su obligatoriedad está sujeta a ciertas condiciones que previamente deben cumplimentarse y se detallan en el presente texto ordenado.

La clasificación es la siguiente:

Solicitudes de Suministros o pedidos de Ampliación de Potencia dentro del Área Servida. Estos pueden ser Comunes o Extraordinarios.

Solicitudes de Suministros fuera del Área Servida. Estos son de carácter Extraordinarios.

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

COPIA FIEL

Se define como Área Servida, al área cuyo límite perimetral dista 500 (quinientos) metros o menos desde cualquier punto de la red de distribución existente, medidos siguiendo trayectos sobre vía pública exclusivamente o con servidumbre debidamente constituida.

**Solicitudes de Suministros o Ampliaciones Comunes.**

Son los suministros o ampliaciones de potencia normales, que no tienen características extraordinarias, su ubicación está localizada dentro del Área Servida, sus dimensiones y costos no superan los límites que se establecen en este Régimen, no presentan características singulares que justifiquen un tratamiento de excepción. Se corresponden con el crecimiento vegetativo de la demanda y su costo es cubierto habitualmente por los recursos normales previstos en la tarifa eléctrica.

Abarcan la casi totalidad de los suministros o ampliaciones, salvo los específicamente incluidos en las categorías de extraordinarios, que se detallan en el punto siguiente. Entre sus características más significativas, cabe señalar que deben estar comprendidos dentro del área servida.

Las obras necesarias para satisfacer estos suministros no deben exceder determinados límites de potencia o de costos de obra; deben ser suministros permanentes, no temporarios.

Las obras correspondientes a estos suministros se consideran estrictamente obligatorias y no pueden ser negadas bajo ningún concepto, comprendiendo las instalaciones de media y baja tensión, localizadas dentro del área servida y que cumplan con las siguientes características:

Suministros de hasta 10 kW

Suministros mayores a 10 kW y menores a 50 kW que no requieran una inversión superior al límite definido en el punto 0.

Sin perjuicio de ello, el cliente al firmar la solicitud de suministro, deberá contraer el compromiso de hacerse cargo de los gastos en que haya incurrido la Distribuidora, si dentro del plazo que se fije a partir de la terminación de la obra, nunca superior a un año, no hiciese uso de la misma o desistiera de la conexión, de acuerdo al texto del Anexo "A" del presente documento. **Este requisito rige, sin excepción, para todos los tipos de solicitudes comprendidas en el presente Régimen.**

**Solicitudes de Suministros o Ampliaciones de carácter extraordinario.**

Están comprendidos en esta categoría las siguientes clases de suministros:

**Solicitudes de Suministros fuera del Área actualmente Servida.**

Comprenden aquellas Solicitudes de Suministros cuyos puntos de conexión se encuentran fuera del Área Servida definida anteriormente.

Dra. ADRIANA SANTOSCOY
JEFA DE UNIDAD DE ASESORIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

Las Solicitudes de Suministros que se encuentren a más de 500 m de las instalaciones existentes medidos siguiendo trayectos sobre vía pública exclusivamente o con servidumbre debidamente constituida y que no cuenten con soluciones técnico-económicas convenientes, para su evaluación como potenciales clientes del Proyecto de Energías Renovables en Mercados Rurales (PERMER), deberán ser presentadas por el solicitante ante la Unidad Ejecutora Provincial y/o las instituciones competentes en la materia.

Las solicitudes de factibilidad de esta categoría se analizarán como casos particulares, determinándose:

las obras necesarias, las que serán ejecutadas mediante aportes realizados por los solicitantes, y los reintegros se evaluarán de acuerdo al análisis de rentabilidad correspondiente conforme lo establecido en el presente Régimen.

posibles aportes no reintegrables asociados a las ampliaciones del sistema de Transporte cuando la Potencia Solicitada supere los 1.000 kW.

Estos suministros podrán ser considerados dentro de los planes de expansión territorial previstos por la Concesionaria o inducidos por el ERSEPT, Dirección de Energía (u organismo que lo reemplace en materia eléctrica) o Autoridades Provinciales competentes. Si se presenta una solicitud individual o grupal, fuera de estos planes se efectuará el análisis de Rentabilidad establecido en el punto 0.

**Solicitudes de Suministros o Ampliaciones que requieren una Capacidad y/o Inversión Extraordinaria.**

Son aquellas Solicitudes de Suministros o Ampliaciones de los existentes que tienen un tamaño y/o requieren una inversión extraordinaria, cualquiera sea su lugar de localización, motivada fundamentalmente por la gran dimensión del abastecimiento y/o la magnitud de las inversiones necesarias para satisfacer el mismo según la potencia requerida.

En los casos de Solicitudes de Suministros o Ampliaciones calificadas como Extraordinarias de acuerdo a lo establecido a continuación, la Distribuidora podrá requerir del solicitante una contribución de hasta el monto total de las inversiones necesarias para brindar el suministro, las que serán reintegradas al cliente de acuerdo al análisis de rentabilidad calculado conforme lo establecido en el punto 0. El reintegro, en caso de corresponder, se iniciará a partir del mes siguiente al de la habilitación comercial del servicio que diera origen a la factibilidad, de acuerdo a lo establecido en el punto 0 Mecanismos de Reintegros.

A efectos de permitir un mayor control respecto de la expansión del sistema eléctrico de distribución, la Distribuidora deberá enviar en forma bimestral, ***en formato a convenir,*** a la Autoridad Regulatoria la información relevante referida a ***todas las nuevas*** factibilidades ***otorgadas y puestas en servicio.***

En caso de solicitudes de suministros iguales o superiores a 1 MW, la Distribuidora deberá informar a la Dirección de Energía (u organismo que lo reemplace) el pedido realizado

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE DPTO. SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

COPIA FIEL

para que ésta evalúe, en el plazo de 15 días hábiles, el impacto sobre la capacidad y restricciones en el sistema de transporte.

Adicionalmente y en forma semestral la Distribuidora deberá remitir o poner a disposición de la Autoridad Regulatoria una base de datos en formato a convenir de todas las solicitudes y factibilidades independientemente de la potencia requerida cuyas obras fueron ejecutadas y transferidas a EDET SA a título gratuito, como por ejemplo infraestructura interna de barrios privados, obras realizadas en base a solicitudes de organismos tales como IPV y DU, DAU, etc.

Para aquellos clientes con solicitudes o ampliaciones mayores de 50 kW, además de contraer el compromiso conforme lo indicado en el punto 0 y el Anexo "A", deberán contraer el compromiso de abonar durante doce meses una "capacidad de suministro" igual a la potencia que han solicitado y en base a la cual se dimensionarán las obras necesarias. En caso de que se solicitaren potencias escalonadas en el tiempo, el compromiso respectivo deberá abarcar cada una de las potencias solicitadas por el término de un (1) año. Cualquier cambio de la potencia contratada implicará un compromiso de pago por un año de la nueva potencia, a partir de la fecha del cambio. Se utilizará a estos fines el texto del Anexo "B", del presente documento.

Este tipo de solicitudes se clasificarán a su vez en las siguientes subcategorías, estableciéndose los correspondientes requisitos para cada una:

Las solicitudes de suministros mayores a 10 kW y menores de 50 kW que requieran una inversión superior al límite definido en el punto 0: Las solicitudes de factibilidad se analizarán como casos particulares, determinándose las obras necesarias, las que serán ejecutadas mediante aportes parciales realizados por los solicitantes de carácter no reintegrable, calculados conforme la siguiente expresión:

$$ADNR = Inversión\ necesaria - Inversión\ base$$

Dónde:

ADNR es el Aporte Distribución No Reintegrable en $

Inversión necesaria es el valor de las obras necesarias en $

Inversión base es el valor aportado por la Distribuidora determinado conforme el punto 0 en $

Solicitudes o Ampliaciones iguales o mayores a 50 kW y menores a 300 kW (grandes demandas hasta 300 kW): Los clientes realizarán aportes reintegrables para la ejecución de las obras necesarias, cuyos montos se determinarán en función de la potencia solicitada y mediante cargos que guarden relación con los costos medios de expansión del sistema eléctrico asociado a este rango de demanda, distinguiéndose valores para el sistema aéreo y subterráneo, conforme la siguiente expresión:

$$ADR = PS \times CD$$

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DEPARTAMENTO CUENTAS ADMINISTRADAS
ERSEPT

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

Dónde:

ADR es el Aporte Distribución Reintegrable en $

PS es la Potencia solicitada o Potencia de Suministro en kW

CD es el Cargo de Distribución en $/kW. Diferenciándose el mismo según se trate de instalaciones aéreas o subterráneas.

Los valores del cargo de distribución serán actualizados trimestralmente utilizando para determinar los nuevos valores la evolución de la Matriz de Costos.

Los aportes para esta subcategoría serán reintegrados en un 100% conforme la mecánica establecida en el punto 0 Mecanismos de Reintegros.

Se incluirán en esta categoría las solicitudes de factibilidad de desarrollos urbanísticos tales como loteos y barrios cerrados de potencia menor a 500 kW, debiendo ser la infraestructura interna ejecutada a cargo del Desarrollador.

Solicitudes o Ampliaciones iguales o mayores a 300 kW y menores a 1.000 kW: Las solicitudes de factibilidad se analizarán como casos particulares, determinándose las obras necesarias, las que serán ejecutadas mediante aportes realizados por los solicitantes. Los reintegros se evaluarán de acuerdo al análisis de rentabilidad correspondiente conforme lo establecido en el marco regulatorio vigente.

La Distribuidora deberá mantener informado a la Autoridad Regulatoria respecto de todas las solicitudes de estas características. En caso de discrepancias, el Ente Regulador determinará la solución a implementar.

Solicitudes o Ampliaciones iguales o mayores a 1.000 kW: Las solicitudes de factibilidad se analizarán conforme lo estipulado en el apartado anterior, pudiéndose eventualmente determinar, un aporte no reintegrable asociado a las ampliaciones del sistema de Transporte.

La Distribuidora deberá mantener informado al Ente Regulador respecto de todas las solicitudes de estas características. En caso de discrepancias, el Ente Regulador determinará la solución a implementar.

Cra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

Todas las solicitudes de aumento de potencia cuyas demandas inicial y final se encuentren dentro de la misma subcategoría se analizarán considerando la potencia incremental, mientras que en aquellos casos que impliquen un cambio de subcategoría, se considerará la potencia total según la metodología de la subcategoría aplicable a la misma.

**Procedimiento para el Análisis de Solicitudes de Aumento de Potencias.**



COPIA FIEL

Ing. JOSE RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

**Evaluación dentro de la misma subcategoría**

Cuando la potencia habilitada del suministro y la potencia final solicitada se encuentren comprendidas dentro de la misma subcategoría tarifaria, la evaluación técnica, económica y regulatoria de la solicitud se realizará únicamente sobre la potencia incremental, entendida como la diferencia entre la potencia nueva requerida y la potencia actualmente habilitada.

En estos casos, cuando el suministro existente registre una potencia igual o superior a 50 kW, el solicitante deberá efectuar el aporte reembolsable que corresponda exclusivamente sobre la potencia incremental, conforme a los criterios de inversiones extraordinarias, aportes y reintegros establecidos para dicha subcategoría.

**Evaluación con cambio de subcategoría**

Cuando la potencia final solicitada determine el pasaje a una subcategoría tarifaria superior, el análisis técnico–económico de la solicitud deberá efectuarse sobre la potencia total final del suministro.

En estos supuestos, las inversiones requeridas, los criterios de valorización, los límites para determinar inversiones extraordinarias, los aportes a cargo del solicitante y los mecanismos de reintegro aplicables se definirán conforme a la metodología completa prevista para la nueva subcategoría tarifaria en la que se encuadre la potencia final del suministro.

**Desarrollos Urbanísticos**

**Solicitudes de Suministro de grupos de viviendas modestas ya habilitadas habitacionalmente.**

Constituyen asentamientos precarios de población de recursos modestos, que carece de abastecimiento eléctrico o que lo realiza a través de conexiones clandestinas, instalados sobre terrenos fiscales, normalmente sin Regularización Dominial o Catastral.

Los solicitantes deberán presentarse en la Fiscalía de Estado o el Organismo de Regularización Dominial que corresponda, para iniciar hasta su finalización la Regularización Dominial, con carácter previo a todo trámite.

Dado el bajo nivel de ingresos existente en estos asentamientos precarios, se considera que una política orientada hacia ellos debe considerar la posibilidad de acuerdos básicos entre las partes, las autoridades gubernamentales, regulatorias y comunitarias. Estos convenios deberán comprometer, a nivel de los participantes, planes progresivos respecto a niveles tarifarios, equipamientos de provisión y medición eléctrica, erradicación del fraude y conexiones clandestinas y mejoramiento de las condiciones de seguridad eléctrica.

Deberá contemplarse el apoyo mediante financiaciones nacionales y provinciales disponibles para obras y subsidios tarifarios.

Dra. ADRIANA CACEL OSPRES
JEFA DE UNIDAD SOPORTE ADMINISTRATIVA
ERSEPT

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

COPIA FIEL

Podrán considerarse, a los efectos de cuantificar el esfuerzo de los participantes, los beneficios de la Distribuidora por la regularización progresiva del fraude y las conexiones clandestinas. Podrá contemplarse y valorarse mano de obra y/o materiales del vecindario, debiendo cumplir estos con los requisitos exigidos en los diseños constructivos vigentes.

También para estos casos puede evaluarse la posibilidad de analizarlos como Loteos sin Infraestructura, previa Regularización Dominial y catastral, adecuando la normativa para estos casos.

**Solicitudes de Suministros para Urbanizaciones, Loteos, Barrios Privados y Clubes de Campo.**

Las solicitudes de factibilidad para Urbanizaciones, Barrios IPV, Barrios Privados, Clubes de Campo y Loteos con su situación Dominial y Catastral legalmente en orden y debidamente acreditada, tienen un carácter extraordinario y cumpliendo con las exigencias establecidas en el marco legal vigente que regula esta materia, se establece que las obras de infraestructura eléctrica interna de dichas urbanizaciones, barrios, clubes de campo o loteos deben ser realizadas por la firma inmobiliaria, inversor u organismo público que desarrolla el emprendimiento habitacional, con independencia de su ubicación, incluyendo la red de media y baja tensión, las subestaciones transformadoras y otras instalaciones complementarias que pudieran resultar necesarias para brindar el suministro a las nuevas viviendas.

Es el Desarrollador quien será exclusivo responsable de acreditar, conforme las normas vigentes de carácter provincial, la correcta situación Dominial y Catastral, debidamente autorizada y conforme a derecho y a las pautas de catastro, mensura, ambiente y urbanismo.

Si la red interna presenta condiciones técnicas y de normalización aceptables, la Distribuidora la incorporará a su patrimonio, sin cargo, considerando que la inversión debe ser realizada por la firma, a los efectos de valorizar su propiedad. En caso contrario, la Distribuidora no incorporará la red a su patrimonio. En ambos casos, la Concesionaria no cuantificará la inversión en la red en la evaluación, considerándose el suministro en punto de entrega a la urbanización o loteo o directamente a usuarios finales, según corresponda.

Ante el pedido de factibilidad, cuya potencia no podrá ser inferior a la determinada mediante la mecánica establecida en el punto 0, la Distribuidora establecerá el punto de conexión, el cual se ubicará sobre la periferia del emprendimiento y a partir del cual el urbanizador deberá elaborar el proyecto de infraestructura eléctrica interna cumpliendo con las especificaciones técnicas contenidas en los diseños constructivos vigentes de la Distribuidora, el que deberá ser presentado a la Concesionaria para su visado y aprobación.

En el caso de urbanizaciones o loteos de carácter privado las obras de alimentación (Obras de Nexo), es decir la extensión o ampliación de la red de distribución hasta el punto de conexión y/o mejora de las instalaciones preexistentes serán ejecutadas por la Distribuidora y se analizarán e implementarán de acuerdo a los requisitos establecidos en los puntos 0, 0, 0 y 0, según corresponda.

COPIA FIEL

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

Para Obras de Infraestructura, rige que toda instalación de distribución a ejecutarse en la vía pública deberá contar con el proyecto autorizado por la Distribuidora.

En el caso de un conjunto de emprendimientos urbanísticos desarrollados en una misma zona de influencia del sistema de distribución eléctrica y cuyas fechas de habilitación fueran razonablemente concomitantes, las solicitudes de factibilidad correspondientes podrán ser analizadas grupalmente a efectos de eficientizar las inversiones necesarias para atender la demanda conjunta, determinándose, asimismo, los aportes correspondientes a cada emprendimiento.

**Consideraciones particulares para Edificios**

En caso de requerirse suministro eléctrico para un edificio en altura, sujeto al régimen de Propiedad Horizontal (Arts. 2037 y ccs del Código Civil y Comercial de la Nación) destinado predominantemente a viviendas residenciales dentro del área servida, de potencia menor a 100 kW, el Desarrollador, debidamente habilitado, opcionalmente, podrá requerir a costo de la Distribuidora toda la infraestructura eléctrica asociada a la factibilidad otorgada siempre que ceda ante la solicitud de la Distribuidora, en forma y gratuitamente, el espacio físico –ajustado al requerimiento del servicio y de las normas técnicas vigentes- a los efectos de constituir la servidumbre de electroducto y paso correspondiente.

Las solicitudes de factibilidad para edificios en altura sujetos al régimen de propiedad horizontal de potencias iguales o superiores a 100 kW, obliga al Desarrollador ante el requerimiento de la Distribuidora a ceder a título gratuito un espacio de dimensiones adecuadas a efectos de construir una cámara transformadora conforme los diseños constructivos vigentes. El Desarrollador, debidamente acreditado, deberá constituir la respectiva servidumbre de electroducto y paso previo al inicio de las obras de montaje electromecánico de la cámara.

La inversión necesaria a cargo del Desarrollador contempla la obra civil de la cámara transformadora conforme las especificaciones técnicas vigentes. El equipamiento electromecánico de la cámara estará a cargo de la Distribuidora.

En caso de que el Desarrollador no pudiera ceder el espacio para la construcción de una cámara transformadora, y a efectos de atender las obras adicionales y complementarias derivadas de esta situación, la Distribuidora requerirá al solicitante un aporte no reembolsable equivalente a 100 kW x Cargo de Distribución (actualizable) para una instalación subterránea.

Adicionalmente podrá requerir al Desarrollador un aporte reembolsable adicional al calculado conforme el punto 0 (Grandes demandas) de hasta el 50% de este último. Aporte Reembolsable Adicional a Requerir = Potencia del Suministro x Cargo de Distribución x 0,5.

El reintegro para todos estos casos se realizará de acuerdo a lo estipulado en el punto **0 Mecanismos de Reintegros.**

Dra. ADRIANA MABEL OCHOA
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

ENTE ÚNICO REGULADOR DE SERVICIOS PÚBLICOS DE TUCUMÁN · ERSEPT ·

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

ERSEPT FOLIO N° 4305

**Consideraciones particulares para Parques Industriales y Polos de Desarrollo Productivo y Emprendimientos Afines.**

A los efectos de promover el desarrollo económico e industrial de la provincia, se establece un régimen particular para los Parques Industriales, Polos de Desarrollo Productivo y demás emprendimientos destinados para el alquiler en un único padrón de diferentes actividades económicas y comerciales como ser almacenamientos mercaderías y/o producción de bienes y servicios, todos debidamente reconocidos por la autoridad provincial competente, de hasta 500 kW de potencia final.

a) El DESARROLLADOR será responsable de la ejecución de la totalidad de la infraestructura eléctrica interna, incluyendo las redes de Media y Baja Tensión, Estaciones Transformadoras y cualquier obra complementaria necesaria para el funcionamiento, ajustándose estrictamente a los diseños constructivos vigentes de la Distribuidora.

La infraestructura será transferida a título gratuito a la Distribuidora una vez concluida, presentados los protocolos y certificaciones técnicas correspondientes, y aprobada su recepción por la Distribuidora. La Distribuidora podrá rechazar total o parcialmente la recepción en caso de incumplimientos técnicos, constructivos o de seguridad.

b) El DESARROLLADOR deberá solicitar la factibilidad eléctrica para una "Potencia de Diseño" global del emprendimiento, definida en base a un estudio de demanda prospectivo que considere la tipología industrial prevista y a los fines para los cuales se proyecte destinar el emprendimiento, y que será aprobado por la Distribuidora. La Distribuidora establecerá un único punto de conexión, en la periferia del emprendimiento, para las obras de infraestructura interna con las redes de distribución.

El Desarrollador acordará con la Distribuidora las dimensiones y ubicación del tablero con las respectivas mediciones.

Cada Locatario que integre el Parque Industrial, Polo de Desarrollo o Emprendimiento deberá efectuar el pedido de suministro con la potencia previamente acordada con el Desarrollador para no superar la potencia final de la factibilidad.

Toda ampliación que supere la Potencia de Diseño global del parque, polo o emprendimiento o que requiera reforzar la infraestructura eléctrica interna existente, será responsabilidad exclusiva del DESARROLLADOR y requerirá nueva factibilidad, aplicándose íntegramente las disposiciones del presente Régimen. La distribuidora sólo autorizará nuevas potencias cuando la infraestructura interna y externa se adecue a los requerimientos técnicos. Las relaciones y acuerdos económicos entre desarrollador y locatario no involucrarán a la Distribuidora ni al ENTE REGULADOR.

c) Las obras de extensión de la red troncal de la Distribuidora hasta el punto de conexión del parque (Obras de Nexo de Conexión) serán tratadas como una Solicitud Extraordinaria conforme a lo establecido en los puntos 2.2.2 y 2.2.3., incluyendo los análisis técnicos y económicos correspondientes.

El reintegro para todos estos casos se realizará de acuerdo a lo estipulado en el punto **0 Mecanismos de Reintegros.**

Cra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE UNIDAD DE GERENCIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

ENTE ÚNICO REGULADOR DE SERVICIOS PÚBLICOS DE TUCUMÁN - ERSEPT

2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

COPIA FIEL

**Consideraciones particulares para otros Servicios Públicos**

Los suministros para Servicios Públicos (alumbrado público, pozos de agua, plantas de bombeo o tratamiento) deberán tener, en todos los casos, un punto de suministro exclusivo y su solicitud deberá ser tratada en forma individual.

Todas las mediciones asociadas a nuevos suministros de los servicios públicos, a excepción del Alumbrado Público, deberán contar con medidor inteligente exclusivo y sistema de tele supervisión. El Ente Regulador determinará los costos que asumirán el solicitante del servicio público y el esquema de financiamiento.

**Solicitudes de Obras de Electrificación en zonas alejadas.**

Se trata de Obras conducentes al abastecimiento eléctrico de zonas alejadas, en múltiples aspectos tales como: Uso doméstico, procesos agropecuarios, riego por bombeo, etc.

Se considera que algunas de las Obras de Electrificación en zonas alejadas deberían formar parte del programa general de obras de la Distribuidora (Plan Obligatorio de Obras), posibilitando la definición de prioridades, la asignación adecuada de los fondos disponibles, la consideración de políticas inducida por las autoridades provinciales y posibles aportes nacionales y/o provinciales para las mismas.

Si la solicitud es puntual o grupal, de uno o más potenciales clientes, se harán los análisis de rentabilidad y la determinación de los niveles de Inversión y Financiamiento Compensatorios. Sobre la base de dichos niveles, la financiación por cada posible participante (Clientes, Concesionaria, Autoridades) y la eventual asignación de obras (Distribuidora, obras troncales; Clientes, derivaciones), se podrán establecer acuerdos para la realización de los emprendimientos.

**Otorgamiento de Factibilidades. Requisito Previo Excluyente.**

A los fines de la normalización de la evolución de las obras y servicios vinculados a nuevos suministros o ampliaciones de los existentes, los Solicitantes de emprendimientos industriales, comerciales y de desarrollos urbanísticos, deberán acompañar la Solicitud de Suministro o factibilidad de energía eléctrica con la factibilidad otorgada por el ERSEPT de los servicios de agua potable, desagües cloacales y/o tratamiento de efluentes (agua y saneamiento) según corresponda, así como los informes y aprobaciones de dominio, catastrales y de aprobación inmobiliaria y urbana, en caso de considerarse necesario.

EDET S.A. podrá dar curso al pedido de suministro eléctrico de emprendimientos industriales, comerciales y de desarrollos urbanísticos una vez vencido el plazo de 30 días, desde que el Prestador de agua potable y cloacas haya recepcionado por Mesa de Entradas el pedido de factibilidad conforme los requisitos exigidos por la Resolución ERSEPT N° 478/2002 y/o la que en el futuro la sustituya.

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

Se exceptúa de acompañar la solicitud de suministro de energía eléctrica con el Certificado de Factibilidad de Agua Potable y Saneamiento emitida por el ERSEPT a:

Las solicitudes de suministro de energía eléctrica menores a 50 kW.

Las solicitudes de suministro de energía eléctrica iguales o mayores de 50 kW y que no impliquen una variación en su sistema sanitario existente.

Los emprendimientos con Certificado de Factibilidad vencidos pero que tengan Acta de Inicio de Obras emitida por el ERSEPT. En estos casos al estar las obras de infraestructura ejecutándose, los Certificados de Factibilidad se consideran vigentes.

Estas excepciones no serán aplicables a las solicitudes de Factibilidades de suministro para Pozos para la provisión de agua potable, riego o industria, estaciones de bombeo cloacal y emprendimientos urbanísticos (loteos, barrios cerrados, country, clubes de campo, edificios afectados al régimen de propiedad horizontal de cinco o más unidades habitacionales).

Para los casos de Pozos de usos especiales que no correspondan para consumo humano, las solicitudes de suministro de energía eléctrica deberán acompañarse con la Resolución de Autorización de Perforación de los mismos, emanada de la Dirección de Recursos Hídricos. En estos casos EDET SA deberá informar de dichas solicitudes al ERSEPT mensualmente.

El servicio definitivo de energía eléctrica solamente podrá habilitarse habiendo cumplido con las exigencias establecidas en la factibilidad de suministro eléctrico y acompañando el final de obra de los servicios de agua, cloacas y de tratamiento de efluentes que corresponda.

**Plazos para la Ejecución de Obras.**

Con el objeto de garantizar la prestación del servicio en tiempos razonables y dar certeza a los solicitantes, se establecen los siguientes plazos máximos para la ejecución de las obras de Conexión y Extensión de red a cargo de la Distribuidora, una vez que el Solicitante hubiere cumplido con todas las contraprestaciones a su cargo (aportes, constitución de servidumbres, aprobación de proyectos, etc.), y siempre que se encuentren disponibles las aprobaciones y condiciones habilitantes de terceros organismos competentes, la liberación de trazas y frentes de obra, y las condiciones de seguridad necesarias para la intervención.

**3.1.1. Plazos máximos.**

Obras de Nexo de Conexión y Extensiones Comunes dentro del Área Servida: El plazo máximo para la ejecución de las obras de nexo de conexión y extensiones de red clasificadas como comunes será de noventa (90) días corridos.

Obras de Extensión Extraordinarias y Fuera del Área Servida: Para las obras clasificadas como extraordinarias según los puntos 2.2.1 y 2.2.2, y para aquellas fuera del Área Servida, el plazo máximo será de ciento cincuenta (150) días corridos.

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

COPIA FIEL

2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

**3.1.2. Prorrogas justificadas.**

Los plazos establecidos podrán ser prorrogados únicamente por las siguientes causales, debidamente acreditadas:

Fuerza Mayor o Caso Fortuito: Hechos irresistibles, imprevisibles o ajenos a la voluntad de la Distribuidora, como ser condiciones climáticas.

Demoras Imputables al Solicitante: Falta de liberación de traza, demoras en obras civiles complementarias, o cualquier otra circunstancia donde el solicitante no provea lo necesario para la ejecución de las obras, o similar.

Complejidad Técnica o Logística No Prevista: Situaciones técnicas excepcionales que surjan durante la ejecución y que imposibiliten el cumplimiento del plazo original, como ser la falta de stock general de algún elemento para la ejecución de la obra.

Demoras del mercado o proveedores: falta general de stock o demoras de fabricación/importación de materiales críticos (transformadores, reconectadores, cables, etc.).

Para que una demora sea considerada justificada, la Distribuidora deberá comunicar la demora en tiempo y forma, notificando fehacientemente al Solicitante y al ENTE REGULADOR, con una antelación no menor a diez (10) días hábiles previos al vencimiento del plazo original, adjuntando toda la prueba respaldatoria que justifique la demora (por ej., actas de inspección, informes técnicos, notas municipales, etc.) y proponer un nuevo plazo indicando fecha de finalización, el cual debe ser razonable y proporcional a la causa de la demora.

El ENTE REGULADOR evaluara la justificación presentada. Toda demora que no cumpla con estos requisitos de comunicación y acreditación se considerará injustificada y pasible de sanción.

**Potencia Asociada a Solicitud de Nuevos Suministros o Ampliaciones de Existentes.**

A los fines del tratamiento de las nuevas solicitudes de suministro o ampliación de los existentes y de la potencia asociada, y con el objeto del correspondiente encuadramiento normativo se establece:

Suministros Industriales, Comerciales o mayoritariamente Comerciales, con demandas iguales o superiores a los 50 kW: se adoptará como potencia de suministro la potencia que se estipule como potencia contratada.

Para Desarrollos Urbanísticos tales como barrios privados, country, clubes de campo, loteos y edificios de propiedad horizontal dedicados predominantemente a viviendas (90

Dra. ADRIANA ISABEL SOSES
JEFE UNIDAD GESTIÓN ADMINISTRATIVA
ERSEPT

COPIA FIEL

% o más de demanda residencial respecto de la demanda total), la potencia solicitada no podrá ser inferior a la determinada mediante la aplicación de la siguiente expresión:

$$PS\ [kW] = Nv * SPROM_i * CDU_i * 1{,}15 * CERSEPT$$

Donde:

*PS* es la Potencia Solicitada en kW

*Nv* es el número de viviendas

$SPROM_i$ es la Superficie promedio de la vivienda

$CDU_i$ es el Coeficiente de Demanda unitaria y será establecido anualmente por el ERSEPT para cada tipo e emprendimiento teniendo en cuenta las características del mismo: i) barrios o propiedades horizontales, ii) superficie de los lotes o superficie de las viviendas de propiedad horizontal, iii) características económicas del emprendimiento.

*CERSEPT* Coeficiente ERSEPT

El valor inicial del Coeficiente de Demanda Unitaria CDU es:

| Tipo | Coeficiente kW/m2 |
|---|---|
| Propiedad Horizontal | 0,045 |
| Propiedad Horizontal Social | 0,030 |
| Barrio o loteo Social | 0,030 |
| Countries, clubes de campo y barrios privados | 0,045 |

En los casos que no se disponga de la información de la superficie de las viviendas en countries, clubes de campo, barrios privados y loteos, la superficie teórica se determinará a partir de la relación:

| Superficie promedio lotes | Coeficiente de m2 construcción |
|---|---|
| Menor a 300 m2 | 0,35 |
| Mayores o iguales a 300 m2 y menor a 500 m2 | 0,4 |
| Igual o mayor a 500 m2 y menor a 1.000 m2 | 0,4 |
| Mayor a 1.000 m2 | 0,4 |

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT



Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

COPIA FIEL

El valor del Coeficiente CERSEPT

| **Superficie Lote** | **Propiedad Horizontal Social** | **Propiedad Horizontal** | **Barrio o Loteo Social** | **Country Barrio Cerrado** |
|---|---|---|---|---|
| Menor de 300 $m^2$ | 0,80 | 0,95 | 0,85 | 0,65 |
| Igual o mayor a 300 $m^2$ y menor a 500 $m^2$ | -.- | 0,95 | -.- | 0,55 |
| Igual o mayor a 500 $m^2$ y menor a 1000 $m^2$ | -.- | 0,95 | -.- | 0,55 |
| Igual o mayor a 1000 $m^2$ y menor a 1500 $m^2$ | -.- | 0,95 | -.- | 0,55 |

Se interpreta como vivienda social a las construidas con fines sociales por el Estado (IPV, DU, DAU, etc.)

Los emprendimientos de viviendas sociales quedan exceptuados de realizar el aporte correspondiente que resultare y quedan obligados a construir el nexo que se determine a partir de la factibilidad otorgada por la Distribuidora. En caso de ser necesaria la construcción de una Estación de Rebaje como parte integrante del nexo, la misma deberá respetar los diseños constructivos vigentes de la Distribuidora, ajustándose su configuración a la demanda del emprendimiento.

Se considera que el lote de una vivienda social no tiene una superficie mayor a 300 m2. En caso de superficies mayores se adoptará los valores especificados para superficies de la tabla.

Se considerará como superficie de la vivienda social mínima promedio construido el valor de 70 m2 por considerarse la vivienda evolutiva.

Para lotes de superficie igual o mayores a 1500 m2, la potencia a solicitar deberá analizarse en forma particular para cada caso.

Para el caso de edificios en propiedad horizontal la superficie propia de cada unidad deberá computar la suma de la superficie cubierta (100%) y semicubierta (50%).

En caso de edificios de propiedad horizontal que no cuentan con red de gas y tengan previsto cocinas y calefones eléctricos, el desarrollador deberá presentar la planilla correspondiente al cálculo de potencia, no pudiendo ser esta nunca menor al cálculo antes descripto. La Distribuidora no estará obligada a suministrar mayor potencia que la declarada en el punto de conexión.

Dra. ADRIANA RAQUEL OGDEN
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

Para el caso de emprendimientos urbanísticos, una vez habilitado comercialmente y solo después de transcurrido un año se podrá solicitar un aumento de potencia con un nuevo pedido de factibilidad por ampliación de potencia.

**Determinación de las Inversiones – Inversión Extraordinaria**

Se aplica para solicitudes o ampliaciones dentro del Área Servida mayores a 10 kW. A efectos de establecer si una solicitud o ampliación requiere una Inversión Extraordinaria, el monto de las obras necesarias para atender dicha solicitud no podrá superar al que resulte determinado en base a las cantidades físicas que surjan del proyecto eléctrico ad hoc, el que deberá cumplir con las especificaciones técnicas contenidas en los Diseños Constructivos vigentes, valorizado mediante los costos unitarios determinados en la RTI, los que serán actualizados en función de la variación del VAD o lo que la Autoridad Regulatoria determine.

En caso de situaciones particulares que requieran de tareas y/o materiales/equipamiento adicional específico que no se encuentren comprendidos en los típicos constructivos bases de costos unitarios, el importe de los mismos podrá ser detallado e incluido en el proyecto correspondiente, en especial las ampliaciones y adecuaciones de centros de distribución, estaciones de rebaje, entre otros.

Sin perjuicio de lo indicado anteriormente, en aquellos casos en los que la cotización particular del proyecto supere en más del 20% la valorización del mediante costos unitarios, la Distribuidora deberá utilizar la primera, justificada mediante la documentación correspondiente.

A efectos de asegurar la calidad de servicio y producto técnico, las obras necesarias para atender la solicitud de suministro deberán contemplar que la longitud de las instalaciones de BT que vinculan el nuevo suministro a la SET MT/BT que lo alimenta, no podrá ser mayor a 500 m (considerando tanto las nuevas instalaciones como las preexistentes), debiendo incluirse las ampliaciones de MT que pudieran corresponder para cumplir con lo indicado precedentemente, en un todo de acuerdo con los Diseños Constructivos vigentes de la Distribuidora.

Se define como monto de Inversión Extraordinaria a aquellas que superan al valor límite de la fórmula establecida en los puntos 0 y 0.

A continuación, se indican las expresiones para determinar si una solicitud requiere inversiones de carácter extraordinario de acuerdo a la demanda solicitada:

**Suministros mayores a 10 kW y menores a 50 kW:**

Valor límite ($10kW < P < 50kW$) = 3 × Cargo de Distribución × Potencia solicitada

**Suministros iguales o mayores 50 kW y menores a 300 kW:**

Valor límite ($50kW \leq P < 300kW$) = 3 × Cargo de Distribución × Potencia solicitada

Valor límite para Desarrollos Urbanísticos tales como Loteos, Clubes de Campo y Barrios Privados ($300kW \leq P \leq 500kW$) = 3 × Cargo de Distribución × Potencia Solicitada.

Dra. ADRIANA GABRIEL OSORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN
ERSEPT

COPIA FIEL

Las solicitudes de suministros o ampliaciones que impliquen inversiones extraordinarias serán analizadas con los criterios establecidos para suministros fuera del Área Servida.

**Análisis Económicos:**

**Rentabilidad:**

Para cada solicitud de Suministro Extraordinario se realizará un análisis económico que defina la rentabilidad incremental, correspondiente a dicho suministro exclusivamente.

Para el análisis de rentabilidad se estimarán los costos de operación y mantenimiento de las nuevas instalaciones, tomando como referencia un 5% anual respecto del valor de las inversiones.

Resumidamente, el procedimiento consiste en:

A) Estimación o cálculo de los Gastos incrementales erogables, es decir aquellos que presentan obligación de pago (excluidas amortizaciones, incluidos costos de operación y mantenimiento e impuestos a las ganancias), provocados única y exclusivamente por el nuevo suministro.

B) Estimación o cálculo de los Ingresos incrementales brutos (Sin deducción de amortizaciones), es decir, aquellos provenientes de la nueva mayor venta de energía que se proyecta.

C) La determinación de la diferencia entre A) y B) para un año determinado y su relación porcentual con la Inversión que se efectúa para incorporar el nuevo suministro, define la Rentabilidad del suministro para dicho año.

D) A los efectos de definir la Rentabilidad durante un período extendido a la vida media ponderada de las nuevas instalaciones previstas, se considerará la Tasa Interna de Retorno (TIR), que es la tasa de actualización que anula los Ingresos Brutos (sin deducción de amortizaciones) totales actualizados, considerando también las inversiones requeridas. Esta Tasa define la Rentabilidad correspondiente a la totalidad del período considerado. La expresión de cálculo es la siguiente:

$$0 = - I + SUMAT (Un / (1+r)n)$$

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE DPTO. ASESORÍA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

COPIA FIEL

En donde:

I = Inversión sobre la que se considera la rentabilidad.

n = número de año. (Total años: vida útil ponderada de la inversión)

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN - ERSEPT

**2026.-**

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

Un = Utilidades brutas (ingresos - gastos (excluyen amortizaciones; incluyen Costos de Operación y Mantenimiento e Impuesto a las Ganancias)) para cada año.

r = TIR o rentabilidad.

Para la Inversión se considerará:

Si el suministro está ubicado dentro del área de servicio:

a.1) Exclusivo: se atribuirá la totalidad de la inversión al usuario.

a.2) Compartible: Se prorrateará en cada elemento constitutivo de la instalación entre la potencia solicitada por el cliente o grupo, de ellos y su capacidad.

Si el suministro está ubicado fuera del área de servicio: se atribuirá la inversión al solicitante o grupo de ellos. De presentarse nuevos solicitantes en el futuro, deberá reintegrarse el excedente de inversión a los clientes iniciales. Cabe nuevamente señalar que se trata de instalaciones extraordinarias que se realizan a pedido de determinados clientes y no de aquellas previstas en un plan de equipamiento.

**Inversión Compensatoria.**

En aquellos casos en los que la TIR resultante para una solicitud de suministro sea inferior a la Tasa de Referencia, se define como Inversión Compensatoria al aporte de capital que, restado de la inversión total, da una inversión resultante que iguala la nueva TIR con la de Referencia.

La Inversión Compensatoria corresponde a la porción **no reintegrable** del aporte realizado por el solicitante en el caso de Suministros Extraordinarios cuyo reintegro está sujeto al análisis de rentabilidad.

La Tasa de Referencia será igual al 10% para el PERÍODO DE VIGENCIA TARIFARIO.

**Financiamiento Compensatorio.**

En los casos de Suministros Extraordinarios sujetos al análisis de rentabilidad conforme lo indicado en el punto 0 y sus apartados, la Concesionaria podrá exigir una contribución de hasta el Total de la Inversión requerida. Una vez determinada la Inversión compensatoria, se define el Financiamiento Compensatorio como la diferencia entre el monto total de las inversiones necesarias a aportar por el solicitante y la Inversión Compensatoria, la que será devuelta al cliente y/u organismo financiador, conforme los mecanismos de reintegro estipulados en el apartado 0.

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

**Aclaraciones Complementarias.**

***Excesos de Inversión***. Cuando la Distribuidora ofrezca el suministro en determinado punto y consecuentemente sobre la base de determinada obra y, por exigencia o conveniencia del cliente, éste requiera el traslado de la conexión de dicho suministro a otro punto, con mayor inversión en obras, la diferencia respecto a estas últimas, será



COPIA FIEL

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

soportada por el cliente a su cargo y sin reintegro. Esta condición es general, es decir, aplicable a todos los casos en que se presente.

***Reemplazos***. En los casos en los que la satisfacción de una solicitud implique un reemplazo, por ejemplo, el cambio de transformadores existentes por otros nuevos de mayor capacidad, el prorrateo de las demandas (preexistentes más nuevas) respecto a la capacidad instalada del elemento en cuestión, se hará en relación a la inversión total nueva, sin los transformadores retirados de ese servicio.

**Mecanismos de Reintegros.**

Se reintegra:

El 100% del aporte en el caso de las Solicitudes Permanentes dentro del Área Servida definida en el punto 0.

Grandes Demandas Solicitudes Permanentes dentro del Área Servida iguales o mayores de 50kW y menores de 300kW cuyo costo sea menor al valor de 3 x Cargo de Distribución x PS, se reintegra el 100% del aporte solicitado (CD x PS).

Los porcentajes determinados conforme al análisis de rentabilidad en los casos estipulados en los puntos 0 y 0.

Grandes Demandas Solicitudes Permanentes dentro del Área Servida iguales o mayores de 50kW y menores de 300kW (500 kW para el caso de Desarrollos Urbanísticos) cuyo costo sea mayor al valor de 3 x Cargo de Distribución x PS.

Grandes Demandas Solicitudes Permanentes dentro del Área Servida iguales o mayores a 300 kW y menores a 1.000 kW.

Grandes Demandas Solicitudes Permanentes dentro del Área Servida iguales o mayores a 1000 kW y

Solicitudes Fuera del Área Servida.

El reintegro se realizará descontando de cada factura de energía del nuevo servicio o ampliación a habilitar un importe igual a la totalidad del VAD que compone dicha factura.

El saldo pendiente se actualizará conforme la tasa promedio mensual TAMAR publicada por el BCRA.

El reintegro continuará hasta cancelar la totalidad del aporte actualizado.

En caso de imposibilidad material de reintegrar vía factura, la Distribuidora y el solicitante podrán acordar un mecanismo alternativo de restitución, respetando los principios del Régimen.

**Metodología de actualización de los saldos pendientes de reintegro**

COPIA FIEL
Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

FOLIO N° 416

### 6.6.1. Metodología base

Los saldos pendientes de reintegro se actualizarán mensualmente mediante la tasa promedio mensual TAMAR publicada por el BCRA.

La actualización aplica sobre el saldo al último día de cada mes, luego de descontadas las devoluciones realizadas durante dicho período.

**a) Determinación de la tasa mensual**

La tasa aplicable será la tasa TAMAR promedio mensual publicada por el BCRA correspondiente al mes t.

**b) Cálculo del saldo actualizado**

El saldo pendiente de reintegro al cierre del mes j se determinará según la siguiente fórmula:

$$Saldo\ pend.\ de\ reint._t = \left[Saldo\ pend.\ de\ reint._{t-1} - \sum Devoluciones_t\right] \times (1 + i_t)$$

Donde:

$Saldo\ pend.\ de\ reint._t$: Saldo pendiente de reintegro al final del mes t.

$Saldo\ pend.\ de\ reint._{t-1}$: Saldo pendiente de reintegro al final del mes t-1.

$\sum Devoluciones_t$: Suma de las devoluciones registradas durante el mes t.

$i_t$: la tasa promedio mensual TAMAR publicada por el Banco Central de la República Argentina (BCRA) para el mes t.

**c) Aportes realizados dentro del mes**

Los aportes efectuados dentro del mes se actualizarán proporcionalmente según:

$$i_{t,proporcional} = i_t \times \frac{días_transcurridos}{días_del_mes}$$

Donde los días transcurridos se cuentan desde la fecha de pago del aporte hasta el último día del mes.

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

### Solicitudes de Nuevos Suministros o Ampliaciones de Potencia para Existentes clasificados como Temporarios.

Se entiende por suministro temporario, en cualquier etapa del servicio, aquel que por su naturaleza supone una prestación limitada a la permanencia de las instalaciones más o menos precarias, siempre y cuando se cumpla con todos los criterios y normas de seguridad correspondientes.

COPIA FIEL



Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

Un futuro USUARIO que hará uso del mismo a sabiendas que su demanda será acotada: (i) en el tiempo y (ii) en el uso final, sobre instalaciones de permanencia limitada, relativamente precarias y siempre que, sin excepción, se dé estricto cumplimiento a todas las normas de seguridad, calidad, ambiente, urbanismo y protección del sistema.

Tal es el caso y con carácter meramente enunciativo y no taxativo de parques de diversiones, circos, ferias itinerantes, stands, obradores de empresas constructoras, etc.

En toda ampliación de infraestructura eléctrica que se efectúe como consecuencia de una solicitud de suministro de esta naturaleza, las erogaciones y ejecuciones de dichas obras, serán a exclusivo cargo del solicitante. Las mismas tendrán el carácter de Aporte no Reintegrable.

En caso de que el suministro provisorio requiera de la ejecución de trabajos u obras adicionales y/o previas a las obras de alimentación definitiva, las mismas serán ejecutadas con aportes de clientes también de carácter no reintegrables.

La duración del suministro provisorio estará determinada en función de la potencia y el plazo requerido por el solicitante y aprobado previamente por la Distribuidora. Cumplido el plazo o superada la potencia requerida, la Distribuidora procederá automáticamente a dar de baja el suministro provisorio, salvo que el solicitante, previamente, haya ampliado dicho plazo o la respectiva potencia.

En aquellos casos en que el suministro provisorio esté vinculado a una factibilidad de suministro, la continuidad del servicio provisorio solo será posible en los casos en que el cliente haya acordado con la Distribuidora la instrumentación tanto técnica como económica de las obras establecidas en la factibilidad otorgada.

En todos los casos el Solicitante debe realizar el Pedido de Factibilidad para determinar las obras y erogaciones correspondientes. En aquellos casos en que las obras necesarias para atender el suministro incluyan la instalación de transformadores u otros equipos rotantes (reconectadores, seccionadores bajo carga o similares) que pudieran ser reubicados al cesar el suministro para el que fue concebida la obra, el costo de los mismos será reintegrado al cliente, siendo de cargo de la Distribuidora los costos de mantenimiento, retiro y/o reubicación de las instalaciones que pudieran corresponder a efectos del ordenamiento de la vía pública.

Dicho reintegro se realizará descontando en cada factura de energía del nuevo servicio a habilitar o ampliación del existente y a partir de su habilitación comercial, un importe correspondiente a la totalidad del VAD incluido en dichas facturas. El saldo pendiente de reintegrar será actualizado mensualmente siguiendo y respetando los principios establecidos en el punto 6.5 y 6.6 del presente régimen. Dicha operatoria deberá constar en un convenio entre el/los solicitante/s y la Distribuidora.

En caso de que la Solicitud Temporaria sea para un Servicio Público, el ERSEPT determinará los costos que abonara dicho Solicitante y el esquema de financiamiento. En el general de estos casos la totalidad de la Inversión la realizará el Solicitante, pudiéndose a criterio del ERSEPT utilizar fondos específicos aportados por la nación o la provincia definiendo como se realizan los aportes y las condiciones de restitución.

Dra. ADELINA RAQUEL GOMEZ
JEFE UNIDAD ADMINISTRATIVA
ERSEPT



COPIA FIEL
Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

Si una persona física solicita un Suministro Provisorio para la construcción de su vivienda hasta 10 kW (T1R) y el medidor estuviere ubicado en su emplazamiento definitivo, directamente se lo debe tratar como una solicitud de suministro permanente.

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

COPIA FIEL

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

2026.-

**ANEXO "A": MODELO DE COMPROMISO PUNTO 2.1**

Asumo/mimos el compromiso formal de abonar a EDET SA todos los gastos en que se haya incurrido para realizar la conexión que solicito/amos, si al cabo de 6 meses de la conclusión de las obras respectivas no hiciera/mos uso del servicio eléctrico o desistiera/mos del mismo.

Firma:

Aclaración:

Lugar:

Fecha:

Dra. ADRIANA ESTHER CORREA
JEFA DE DPTO. SECRETARIA GENERAL
ERSEPT
COPIA FIEL

ENTE REGULADOR DE SERVICIOS PÚBLICOS DE TUCUMÁN

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

**2026.-**

**ERSEPT**

*Ente Único de Control y Regulación de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán*

GOBIERNO DE TUCUMÁN

**RESOLUCION ERSEPT N° 240/26**

**ANEXO "B": MODELO DE COMPROMISO PUNTO 2.1**

Asumo/mimos el compromiso formal de abonar a EDET SA todos los gastos en que se haya incurrido para realizar la conexión que solicito/amos, si al cabo de 6 meses de la conclusión de las obras respectivas no hiciera/mos uso del servicio eléctrico o desistiera/mos del mismo.

Además, me/nos notificó/camos que debo/emos abonar la Capacidad de Suministro más abajo indicada durante los doce meses consecutivos siguientes a la fecha de conexión señalada, sin poder disminuirla bajo ningún concepto durante el lapso señalado.

Capacidad de Suministro Desde el

..... KW ..../..../.....

..... KW ..../..../.....

..... KW ..../..../.....

Firma:

Aclaración:

Lugar:

Fecha:

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE LA UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

COPIA FIEL

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

**2026.-**

**Subanexo: Formulario de caracterización socioeconómica**

*Formulario de caracterización socioeconómica*

El presente formulario reviste el carácter de Declaración Jurada de la información consignada en el mismo, quedando a sujeto a verificación por parte del ERSEPT a través de la confrontación de datos con bases oficiales.

**Datos del Servicio**

| Solicitud N° | / |
|---|---|

| | |
|---|---|
| **Numero de Servicio** | |
| **Nombre** | |
| **Apellido** | |
| **Domicilio** | |
| **DNI** | |
| **Fecha de nacimiento** | |
| **Sexo** | |
| **Relación con Jefe de hogar** | |
| **Teléfono/s** | |
| **E-mail** | |

**Nota:** "JH": Jefe de Hogar

**Sección 1: datos de las personas que residen en el domicilio consignado.**

| Id | Apellido y Nombre | DNI Sexo | Dirección DNI | Parentesco | F. Nacimiento |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | | | | | |
| 2 | | | | | |
| 3 | | | | | |
| 4 | | | | | |
| 5 | | | | | |
| 6 | | | | | |
| 7 | | | | | |

2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| 8 | | | | | |
| 9 | | | | | |
| 10 | | | | | |
| 11 | | | | | |
| 12 | | | | | |

**- Criterio de Admisibilidad: Ser Usuario en situación regular y contar con un único servicio, no poseer deuda o contar con un plan de pagos**

**por la misma con la prestadora. El beneficio será revocado cuando se adeude el pago de 2 facturas consecutivas o 3 alternadas y/o el beneficio**

**será revocado cuando registre cualquier tipo de irregularidades en relación al servicio.**

**- Los miembros declarados comparten los gastos de comida? SI NO**

**Sección 2: datos básicos del Jefe de Hogar**

**Nombre:** **Apellido:**

**DNI:**

| Id | Parámetro | Referencia | Respuesta |
|---|---|---|---|
| 1 | Edad | Indicar Años | |
| 2 | Sexo | Mujer (1), Varón (2) | |
| 3 | Nivel Educativo | Ninguno (1); Jardín (2); Primario incompleto (3); Primario Completo (4); Secundario incompleto(5); Secundario Completo (6); Terciario Incompleto (7); Secundario Completo (8); Terciario/Universitario | |

Dra. ADRIANA [illegible] DEL CORRO
ERSEPT

COPIA FIEL

2026.-

ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR ERSEPT

| | | | |
|---|---|---|---|
| | | Incompleto (9); Terciario/Universitario Completo (10); Educación Especial (11); Otro (12) | |
| 4 | Condición de Actividad | Ocupado (1); Desocupado (2); Jubilado (3); Rentista (4); Ama de Casa (5); Estudiante (6); Inactivo (7) | |
| 5 | En que se desempeña (Categoría Ocupacional ) | Patrón (1); Cuenta Propia (2); Obrero o Empleado (3); Trabajador familiar sin remuneración (4); Ns./Nr. (5) | |
| 6 | Su trabajo principal es | Permanente (1); Temporario (2); Changas (3); Otro (4) | |
| 7 | ¿Posee cobertura médica? | Si (1), No (2) | |
| 8 | ¿Qué combustible utiliza para cocinar? | Gas de Red (1), Garrafa (2), Carbón/leña/kerosén (3), Otros (4) Especificar: | |
| 9 | El desagüe del baño es | A Red Pública-cloaca (1), Cámara Séptica/pozo ciego (2), Solo pozo ciego (3), a hoyo/excavación en tierra (4), otro (5) especificar: | |
| 10 | ¿Cuántas habitaciones o piezas de uso exclusivo tienen la vivienda? | Indicar cantidad de habitaciones o piezas para dormir (sin contar baños) | |
| 11 | ¿Utiliza alguna de las habitaciones de la vivienda exclusivamente como lugar de trabajo (consultorio, estudio, | Si (1), No (2), NS/NC | |

COPIA FIEL

2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

| | | | |
|---|---|---|---|
| | taller, negocio, etc.)? | | |
| 12 | Los pisos interiores son principalmente de... | Mosaico/baldosa/madera/cerámica/alfombra (1), Cemento o ladrillo fijo (2), Ladrillo suelto o tierra (3), otro (4) especificar: | |
| 13 | La cubierta exterior del techo es de... | Membrana/cubierta asfáltica (1), Baldosa/losa sin cubierta (2), Pizarra/teja (3), Chapa (4), Caña/tabla/paja con barro/paja sola (5), NS/NC/Prop horizontal, Otro (7) Especificar: | |

Definiciones:

**Jefe/a del hogar**: La persona reconocida como tal por los demás miembros del hogar.

**Condición de Actividad**: Define la situación en que se encuentran las personas con respecto a su participación o no en la actividad económica.

**Ocupado**: Se incluye a quienes trabajaron aunque sea una hora en la semana inmediata anterior al relevamiento, percibiendo un pago en dinero o en especie por la tarea que realizaron. También a quienes realizan tareas regulares de ayuda en la actividad de un familiar, reciban o no una remuneración por ello, y a quienes se hallan en uso de licencia por cualquier motivo.

**Desocupado**: Se refiere estrictamente a personas que, no teniendo ocupación están buscando activamente trabajo. No incluye por lo tanto otras formas de precariedad laboral (también relevadas por la Encuesta Permanente de Hogares) tales como las referidas a las personas que realizan trabajos transitorios mientras buscan activamente una ocupación, a aquellas que trabajan jornadas involuntariamente por debajo de lo normal, a los desocupados que han suspendido la búsqueda por falta de oportunidades visibles de empleo, a los ocupados en puestos por debajo de la remuneración mínima o en puestos por debajo de su calificación, etcétera.

**Actividad u Ocupación principal**: Es aquella en la que trabaja más horas. En caso de que trabaje la misma cantidad de horas en dos o más ocupaciones, es aquella que le reporta más ingresos. En caso de que trabaje la misma cantidad de horas y le reporten la misma cantidad de ingresos, es la más antigua.

Yo, ....., manifiesto en carácter de Declaración Jurada la veracidad de la información consignada, tengo pleno conocimiento de los requisitos de Admisibilidad, criterios de Inclusión y Exclusión del Beneficio, y acepto que la presente solicitud no

COPIA FIEL

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

## ANEXO XXII. Revisión Tarifaria Integral 2025-2030

## PLAN DE INVERSIONES OBLIGATORIAS

ERSEPT
COPIA FIEL

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

**2026.-**

GOBIERNO DE TUCUMÁN

ERSEPT
Ente Único de Control y Regulación de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán

**RESOLUCION ERSEPT N° 240/26**

## Detalle Plan de Inversiones 2026-2030 (Los valores se expresan en miles de pesos a diciembre de 2026)

| | | | CANTIDADES | | | | | | MONTOS $M$ | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| INVERSIONES | Cant. Unit. | | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | TOTALES | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | TOTAL |
| TOTAL | Moneda dic 2025 | | | | | | | | 36.381.816 | 36.888.478 | 38.427.484 | 38.427.484 | 35.143.240 | 185.259.542 |
| Obras estructurales | | | | | | | | | | | | | | |
| Subtransmisión | | | | | | | | | | | | | | |
| LAAT 33 kV (Subtransmisión) | 117.869 | M$/km | 3,0 | 3,0 | 3,0 | 3,0 | 3,0 | 15 | 353.607 | 353.607 | 353.607 | 353.607 | 353.607 | 1.768.035 |
| Estaciones Transformadoras (ET/MT): Ampliac., Repot. | 681.202 | M$/Es | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 10 | 1.974.405 | 1.974.405 | 1.974.405 | 1.974.405 | 1.974.405 | 9.872.025 |
| Subterráneo | | | | | | | | | 1.301.959 | 1.726.734 | 1.726.734 | 1.726.734 | 1.301.959 | 8.784.120 |
| CABLE 33 kV | 211.887 | M$/km | | 2,0 | 2,0 | 2,0 | | 6 | | 423.775 | 423.775 | 423.775 | | 1.271.325 |
| CABLE 13,2 kV | 217.160 | M$/km | 6,0 | 6,0 | 6,0 | 6,0 | 6,0 | 30 | 1.302.959 | 1.302.959 | 1.302.959 | 1.302.959 | 1.302.959 | 6.514.795 |
| Aéreo | | | | | | | | | 877.574 | 877.574 | 877.574 | 877.574 | 877.574 | 4.387.870 |
| LAAT 13,2 kV | 109.697 | M$/km | 8,0 | 8,0 | 8,0 | 8,0 | 8,0 | 40 | 877.574 | 877.574 | 877.574 | 877.574 | 877.574 | 4.387.870 |
| Expansión (nuevas) | | | | | | | | | 19.111.503 | 19.111.503 | 20.131.144 | 20.131.144 | 18.944.817 | 97.429.913 |
| Equipos y equipos | | | | | | | | | | | | | | |
| Medidores de variables eléctricas [Cat. De Serv.] | 530 | M$/Ud. | 600 | 300 | 1.000 | 1.000 | 750 | 3.750 | 744.558 | 744.558 | 1.491.117 | 1.491.117 | 1.118.434 | 5.587.785 |
| Transformador de MT/MT | 185 | kVA/Transf. | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 15 | 853.660 | 853.660 | 853.660 | 853.660 | 853.660 | 4.268.300 |
| Transformador de MT/BT | 0,1227 | kVA/kVA | 32.500 | 32.500 | 32.500 | 32.500 | 32.500 | 162.501 | 6.027.118 | 6.027.118 | 6.027.118 | 6.027.118 | 6.027.118 | 30.135.591 |
| Equipos de Medición (REC; SRC; GAC) | | M$/Ud | 80 | 80 | 80 | 80 | 80 | 400 | 2.662.158 | 2.662.158 | 2.662.158 | 2.662.158 | 2.662.158 | 14.310.788 |
| (redes | | | | | | | | | | | | | | |
| Subterráneo | | | | | | | | | 796.941 | 796.941 | 796.941 | 796.941 | 796.941 | 3.984.704 |
| CABLE 33/13,2 kV | 217.160 | M$/km | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 5 | 217.160 | 217.160 | 217.160 | 217.160 | 217.160 | 1.085.799 |
| CAMARAS (s/trafo hasta 630 kVA) | 119.956 | M$/cám | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 15 | 579.781 | 579.781 | 579.781 | 579.781 | 579.781 | 2.898.905 |
| Aéreo | | | | | | | | | 7.811.668 | 7.811.668 | 8.084.350 | 8.084.350 | 7.811.381 | 39.603.417 |
| LAAT 33/13,2 kV | 109.890 | M$/km | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 100 | 2.117.731 | 2.117.731 | 2.117.731 | 2.117.731 | 2.117.731 | 10.588.656 |
| SET | 14.845 | M$/SET | 92 | 92 | 92 | 92 | 82 | 450 | 1.374.954 | 1.374.954 | 1.374.954 | 1.374.954 | 1.217.954 | 6.679.749 |
| LBT | 54.137 | M$/km | 80 | 80 | 85 | 85 | 70 | 400 | 4.319.023 | 4.319.023 | 4.591.665 | 4.591.665 | 3.789.556 | 21.604.604 |
| Reposición y Mejora | | | | | | | | | 12.781.807 | 12.832.653 | 13.364.020 | 13.344.020 | 11.679.077 | 63.991.580 |
| equipos y equipos | | | | | | | | | | | | | | |
| Computadoras y Software | 1 | M$/Ud. | | | | | | | | | | | | |
| Relés; Ctes; Ctr; comunicaciones y SCADA | 45 | M$/Ud/SSE | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 25 | 345.673 | 345.673 | 345.673 | 345.673 | 345.673 | 1.728.368 |
| Cámaras MT/BT (Telecontrol) | 113.956 | M$/Ud | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 | 75 | 1.739.144 | 1.739.144 | 1.739.144 | 1.739.144 | 1.732.344 | 8.686.919 |
| redes | | | | | | | | | | | | | | |
| LAAT 33/13,2 kV (Conductores) | 91.975 | M$/km | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 25 | 464.876 | 464.876 | 464.876 | 464.876 | 464.876 | 2.324.378 |
| LAAT 33/ 13,2 kV (Postación + Aisladores) | 608 | M$/Unidad | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 3.000 | 304.239 | 305.087 | 305.087 | 305.087 | 304.239 | 1.703.737 |
| LAAT 33/ 13,2 kV (Retenciones y Terminales A madera) | 7.439 | M$/Unidad | 120 | 120 | 120 | 120 | 120 | 600 | 891.594 | 891.594 | 891.594 | 891.594 | 891.594 | 4.457.972 |
| CABLE 13,2 kV | 217.160 | M$/km | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 5 | 217.160 | 217.160 | 217.160 | 217.160 | 217.160 | 1.085.799 |
| Reposición SET | 11.510 | M$/Ud | 25 | 25 | 25 | 25 | 25 | 125 | 287.911 | 287.911 | 287.911 | 287.911 | 287.911 | 1.439.557 |
| CAMARAS (s/trafo hasta 630 kVA) | 115.956 | M$/cám | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 25 | 579.781 | 579.781 | 579.781 | 579.781 | 579.781 | 2.898.905 |
| LBT (Conductores) | 54.137 | M$/km | 120 | 120 | 130 | 130 | 100 | 600 | 6.496.381 | 6.496.381 | 7.037.745 | 7.037.745 | 5.413.651 | 32.481.905 |
| LBT (Postación + Aisladores) | 434 | M$/Unidad | 3.000 | 3.000 | 3.000 | 3.000 | 3.000 | 15.000 | 1.302.507 | 1.302.507 | 1.302.507 | 1.302.507 | 1.302.507 | 6.512.537 |
| LBT (Poste por reemplazo de CºAº) | 1.323 | M$/Unidad | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 500 | 132.341 | 132.341 | 132.341 | 132.341 | 132.341 | 661.703 |

**Control**

La Gerencia de Energía Eléctrica será la encargada de controlar la ejecución física de las obras y el cumplimiento de los valores físicos de los rubros/sub-rubros correspondientes a los ítems estipulados en la RTI. El control económico de cumplimiento del plan será efectuado por la Gerencia de Asuntos Económicos con el objeto de mantener el equilibrio entre los recursos percibidos y las obligaciones establecidas en el marco de un proceso inflacionario.

**Requerimientos mínimos de información**

El listado de obras que componen los Planes Obligatorios de Inversión deberá ajustarse a los rubros/sub-rubros correspondientes a los ítems estipulados en la RTI indicando para cada obra el detalle económico según rubro/sub-rubro que compone el total de la misma. Dicho formato será establecido por el Ente Regulador.

Independientemente de las obligaciones establecidas en la presente reglamentación, dentro del último trimestre previo al inicio del plan deberá indicar cuáles serán las obras estructurales más significativas que se incluirán en el plan entrante, entendiéndose como significativas aquellas obras de gran envergadura y/o de gran impacto técnico y social.

Las obras presentadas podrán ser objeto de revisión por el Ente Regulador a los efectos de su imputación dentro del POI, fundamentadas en las documentaciones de cada una según Anexo.

Cualquier eventual modificación de obras informadas al comienzo del Plan, reemplazos, bajas y/o altas deberá ser debidamente fundada, Las eventuales modificaciones a los planes aprobados en la RTI serán acordadas durante el año de ejecución a los fines de adecuarlo a real crecimiento de la demanda y a la evolución dinámica del sistema eléctrico. Es decir, se podrán modificar las cantidades físicas de los distintos rubros manteniendo el flujo de inversiones comprometido.

En caso de producirse un desfasaje representativo igual o superior al 7% de la valorización del POI y la evolución del VAD determinado en la presente Resolución, medido conforme la metodología definida en el SUBANEXO MATRIZ COSTOS, 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.

Cualquier pedido de extensión de los plazos previstos deberá ser debidamente fundado y aprobado por el Ente en caso de corresponder.

La documentación a remitir por parte de la Distribuidora se realizará en 4 etapas (certificados) trimestrales a saber:

Certificado N°1 (enero-marzo): presentación 1ra. semana abril

Certificado N°2 (abril-junio): presentación 1ra. semana julio

Certificado N°3 (julio-septiembre): presentación 1ra. semana octubre

Certificado N°4 (octubre-diciembre): presentación 1ra. semana diciembre

Dra. ADRIANA RAQUEL CHIMES
CONTADORA PÚBLICA
M.P. 10-13777-7

COPIA FIEL

Cada certificado incluirá los Planos Proyecto, detalle económico, georeferenciación y avances físicos para cada una de ellas, entre otras obligaciones, según se describe en anexo.

En caso de demoras incurridas por causas de terceros, modificaciones y/o cambios de proyectos deben ser informados oportunamente al Ente Regulador antes de los plazos previstos de finalización en los Planes Obligatorios de Inversiones, remitiendo los correspondientes ajustes de todos los proyectos con las modificaciones en las correspondientes imputaciones físicas y económicas si las hubiere, respecto a los proyectos originales presentados. En aquellas obras que no sufrieron modificaciones respecto al proyecto original se adoptara como conforme a obra la documentación presentada. Asimismo, deberá presentar un plan de retiro de instalaciones para aquellas obras que por diversas causas el retiro de éstas no se pudo ejecutar.

En forma mensual, vía correo electrónico, deberá remitir un archivo que contenga una planilla indicando el porcentaje de avance físico de cada obra abierta.

Finalizado el Plan Obligatorio de Inversiones deberá presentar, tanto en formato papel como en soporte electrónico una planilla con el detalle de todas las obras que componen el POI donde conste las cantidades físicas de acuerdo al detalle de los ítems que componen cada uno de los rubros y subrubros detallados en la RTI.

El régimen de sanciones en todo concepto tanto por incumplimiento de plazos y/o por deber de información será el establecido en la Circular N° 13.

**ANEXO**

Edet SA deberá coordinar con el Ente Regulador a fin de disponer de un sistema informático (app) y/o equipo de georeferenciación portátil (GPS) a fin de agilizar la ubicación de cada proyecto/obra presentada para su inspección.

Datos de la Obra

Código de la Obra

Ubicación de la obra: Localidad/Administración/ (Lat/Long)

Descripción General y Justificación de la Obra

Ítems que componen la obra POI según RTI con la subagregación que correspondiere con sus respectivos montos.

Monto total de la Obra y fecha a la cual se calcularon los mismos.

Información de beneficiarios tantos directos como indirectos (cantidad de clientes/usuarios, localidad, etc. que se benefician)

Datos Técnicos de la Obra

Memoria Técnica descriptiva

Plano Proyecto en papel y formato digital

Presupuesto y Cómputo de materiales (debe incluir mano de obra).-

Dra. ADRIANA ISABEL OCHOA
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

COPIA FIEL

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

## ANEXO XXIII - RTI EDET SA 2026-2030

## RÉGIMEN DE EFICIENCIA ENERGÉTICA

El presente régimen se fundamenta en lo dispuesto en la Ley Nacional N° 24.065, el Acta de Renegociación Integral (ARI), las Leyes Provinciales N° 8.867, N° 8.342, N° 8.479, N° 6.608, N° 7892, N° 8770, **N° 9913** (ley de ampliación de plazos), la Resolución ERSEPT N° 790/2016, Resolución ERSEPT N° 645/2020, la Resolución ERSEPT N° 837/23, la Resolución ERSEPT N° 689/25, la Resolución ERSEPT N° 872/25, la Resolución ERSEPT N° 1167/25 y su rectificatoria, el Acta de fecha 16 de junio de 2020 y el Decreto N° 3300/9 (MDP), y tiene por objeto regular, administrar, fiscalizar y promover programas de eficiencia energética y gestión energética sostenible en el ámbito de la concesión de EDET S.A., bajo la supervisión del Ente Regulador de Servicios Públicos de Tucumán - ERSEPT.

### I. CONCEPTOS GENERALES

#### Objeto

El presente régimen tiene por objeto establecer los lineamientos, procedimientos, mecanismos de financiamiento, administración y acciones que logren brindar una solución total o parcial a la problemática del consumo energético ineficiente, mediante diferentes programas desarrollados en el marco de lo dispuesto por la Ley Provincial N° 8.479 y las Resoluciones ERSEPT N° 645/20, N° 837/23, N° 689/25 y N° 1000/25, a fin de garantizar un acceso asequible al servicio eléctrico, en consonancia con los principios rectores de la política energética, económica y social del Gobierno de Tucumán.

Principalmente dirigidos a:

Usuarios residenciales con consumo elevado, articuladamente aquellos que superen los 550 kWh en un periodo de facturación mensual ó 1100 kWh en un periodo de facturación bimestral.

Usuarios en situación de vulnerabilidad social, económica o habitacional, conforme a la herramienta de Zonas de Vulnerabilidad Socioterritorial (ZVST), elaborada mediante trabajo articulado y coordinado por el ERSEPT.

Usuarios con medidores comunitarios y otras.

Otros casos que, en el marco de la competencia del ERSEPT que justifiquen la aplicación del programa.

Organismos estatales (municipios, comunas, organismos provinciales), así como fundaciones y asociaciones civiles, para la renovación de alumbrado público, mejora de la eficiencia energética en edificios públicos e infraestructura municipal, e implementación de sistemas de gestión y control.

Dra. ADRIANA ISABEL OSTOIC
ASESORA LEGAL - ADMINISTRATIVA
ERSEPT

COPIA FIEL

**Normas Generales**

En el presente apartado se reglamenta el mecanismo de facturación, recaudación, administración y disposición del Fondo de Eficiencia Energética.

La distribuidora será la encargada y responsable de recaudar, administrar, y resguardar los fondos del mismo.

En todo momento el ERSEPT, debe controlar y fiscalizar el correcto funcionamiento del fondo. Los fondos se podrán utilizar para:

- Normalizar instalciones eléctricas inseguras, precarias y obsoletas de usuarios residenciales;
- Normalizar y/o ejecutar instalaciones eléctricas de alumbrado público que cuenten con tecnología ineficiente;
- Obras de infraestructura eléctrica menores en edificios públicos (por ejemplo, renovación de luminarias), que logren objetivos de eficiencia energética;
- Compra o financiamiento de electrodomésticos eficientes para usuarios residenciales;
- Retiro de electrodomésticos ineficientes, bajo la órbita del recambio, para su correcta deposición;
- Recambio de medidores mecánicos y electrónicos por medidores inteligentes en suministros de pequeñas demandas uso residencial, cuya financiación estará a carago de la empresa distribuidora;
- Diagnostico energético y realización de proyectos de eficiencia energética;

Y todos otros gastos y/o inversiones que contribuyan para que el personal del ERSEPT a cargo de estas tareas puedan llevarlas a cabos para obtener resultados que demuestren la disminución del consumo y objetivos de eficiencia energética siguiendo los lineamientos establecidos en esta resolución y con estándares internacionales y nacionales de eficiencia energética establecidos por organismo e instituciones reconocidas.

**Glosario**

A los fines de la correcta interpretación del presente régimen, se definen los siguientes términos:

EFICIENCIA ENERGÉTICA (EE): Es la gestión del recurso energético, a partir del cambio de tecnologías o de hábitos de consumo, con el fin de obtener los mismos resultados con un menor consumo energético o mejores resultados con un crecimiento energético menor o nulo al preexistente en el panorama ineficiente previo a la aplicación de los diferentes programas.

USUARIO BENEFICIARIO RESIDENCIAL: Usuario residencial de bajos recursos económicos o en situaciones vulnerables, que cumple con los criterios socioeconómicos definidos en el Anexo A del presente régimen y que cumpla con los requisitos de admisibilidad.

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

COPIA FIEL

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

ORGANISMO ESTATAL ADHERENTE: Municipio, comuna u otro ente público provincial que formalice su adhesión al programa mediante la suscripción del convenio modelo. Para los fines exclusivos del presente régimen, se considera Organismo Estatal a toda entidad, repartición, oficina o institución que forme parte de la administración pública de la Provincia de Tucumán, como ser Municipios y Comunas, Entes, organismos descentralizados, reparticiones, institutos provinciales y oficinas dependientes del Poder Ejecutivo, Legislativo o Judicial de la provincia.

DIAGNÓSTICO ENERGÉTICO (DE): Estudio técnico obligatorio, previo a un proyecto, realizado por personal técnico autorizado por el ERSEPT, el cual podrá pertenecer a EDET S.A., ERSEPT o por profesional idóneo matriculado figurante en el Registro de Diagnosticadores Energéticos (certificados mediante la celebración de distintos convenios con Universidades y Entidades Educativas) que identifica oportunidades de ahorro, propone medidas de eficiencia y cuantifica la reducción de consumo y demanda esperada.

FONDO DE EFICIENCIA ENERGÉTICA (FEE): Herramienta de recaudación, administración y ejecución de recursos financieros, constituido por un porcentaje de la tarifa eléctrica y aportes extraordinarios, destinado exclusivamente a financiar los proyectos y acciones establecidos en este régimen.

ELECTRODOMESTICOS DE PRIMERA NECESIDAD: Para los fines del presente régimen, se consideran electrodomésticos de primera necesidad aquellos equipos eléctricos esenciales para garantizar condiciones básicas de habitabilidad, conservación de alimentos y bienestar sanitario en el hogar. Incluyen exclusivamente: Heladeras y/o freezers domésticos (quedan excluidos los de uso comercial e industrial); aires acondicionados tipo split o compacto, para uso en dormitorios o espacios comunes de un hogar; lavarropas de uso doméstico de hasta 12 kg de capacidad; termotanques eléctricos de hasta 100 litros; bombas de agua eléctricas de baja potencia para viviendas que dependan de pozos o cisternas para su abastecimiento hídrico, cocinas eléctricas (horno y hornallas) de hasta 4 puestos, únicamente en viviendas sin acceso a gas natural o envasado. Estos electrodomésticos serán reemplazados obligatoriamente por otros de etiquetado de eficiencia energética clase A o superior según escala vigente de IRAM.

## 2. DESTINATARIOS, REQUISITOS Y PROCEDIMIENTOS DE ADHESIÓN

**Usuarios Residenciales**

**Requisitos de Admisibilidad:**

Ser titular de un suministro de energía eléctrica en categoría residencial, TIR, dentro del área de concesión.

Dra. ADRIANA MARÍA CASAS
ERSEPT

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT



COPIA FIEL

No poseer deudas escibles con EDET S.A., o contar con un plan de pagos vigente.

Completar y presentar el Formulario de Caracterización Socioeconómica , con el que se analizara si el solicitante se corresponde con la herramienta de ZVST (Zonas de Vulnerabilidad Socioterritorial).

Que el Diagnóstico Energético (DE) del domicilio identifique oportunidades de ahorro con respecto al consumo histórico.

Aceptar formalmente los términos del programa mediante la Declaración Jurada de Adhesión.-

**Procedimiento Paso a Paso:**

Solicitud: El usuario presenta la solicitud en el ERSEPT.-

Evaluación Socioeconómica: el ERSEPT evalúa la documentación en un plazo máximo de 15 días hábiles. El ERSEPT puede cruzar datos con registros oficiales.

Diagnóstico Energético: Si es admitido, el ERSEPT programa y realiza un Diagnóstico Energético, obligatorio, en el domicilio designando en base al costo, disponibilidad del personal autorizado, el cual podrá pertenecer al Ente o de EDET S.A. o un tercero certificado con el fin de identificar las oportunidades de mejora y como base para una posterior propuesta de proyecto; por otra parte, el usuario residencial puede realizar su propio DE a través de contratar de manera particular, y bajo su exclusivo cargo, a un profesional idóneo al área, matriculado y figurante en el registro de Diagnosticadores Energéticos. Plazo: 60 días hábiles desde la admisión.

Propuesta de Proyecto: Con base en el DE, el ERSEPT, elabora una propuesta técnica detallada (medidas, ahorro estimado, costo, etc.), en donde el Ente puede solicitar a la Distribuidora colaboración para el desarrollo de la misma y se emite resolución notificando al usuario.

Aceptación y Firma: El usuario firma la Declaración Jurada de Adhesión y el Compromiso de Ejecución, donde se especifican las obras, plazos y el monto del aporte no reintegrable del FEE en caso de que así corresponda.

COPIA FIEL

Dra. ADRIANA ISABEL SORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

ENTE REGULADOR DE SERVICIOS PÚBLICOS DE TUCUMÁN - ERSEPT

2026.-

Ejecución: El ERSEPT asignará la ejecución de las obras o la gestión de adquisición e instalación de equipos, mediante contratación directa, concurso de precios o licitación, según corresponda. El plazo máximo de ejecución será de 60 días hábiles desde la aceptación y firma de la declaración jurada.

Inspección y Cierre: El ERSEPT inspecciona la obra. Se da por finalizada y se capacita al usuario en el uso eficiente, estableciéndole metas y objetivos a largo plazo. El ente también queda facultado a realizar un seguimiento del consumo e inspecciones posteriores aleatorias para corroborar el cumplimiento del acuerdo establecido en el programa de eficiencia energética por parte del usuario.

Pago de los trabajos realizados: El ERSEPT notificará mediante documento formal a EDET para que realice el pago por cuenta y orden o la transferencia de los fondos del P.E.E. que correspondiera.

**Organismos Estatales (Instituciones del Estado Provincial, Municipios y Comunas)**

**Requisitos de Admisibilidad:**

La no existencia de deudas exigibles con EDET S.A., o contar con un plan de pagos vigente.

Contar con certificado de disponibilidad presupuestaria para asumir la contraparte financiera que no sea cubierta por el FEE.

Aprobar en el cuerpo deliberativo correspondiente (Concejo Municipal, Directorio, etc.) la adhesión al programa y la afectación de fondos en cada caso individual y concreto.

**Procedimiento Paso a Paso:**

Presentación: El organismo presenta el Formulario de Solicitud de Adhesión para Organismos Estatales ante la Mesa de Entradas del ERSEPT.

Evaluación Conjunta: ERSEPT. o quien el designe, realiza la evaluación técnica, económica y legal. Plazo máximo: 60 días hábiles.

Diagnóstico Energético: Si es admitido, el ERSEPT programará y realizará un Diagnóstico Energético, obligatorio, en el domicilio designando en base al costo, disponibilidad y calidad del personal autorizado, el cual podrá pertenecer al Ente o a EDET S.A. o un tercero especializado (profesional independiente habilitado) certificado con el fin de identificar las oportunidades de mejora y como base para una posterior propuesta de proyecto; Plazo: 60 días hábiles desde la admisión.

Dra. NATALIA CASTRO
ASESORA LEGAL
ERSEPT

Confección del Proyecto Ejecutivo: Con base en el DE, el ERSEPT, con colaboración de EDET S.A. cuando así lo requiera, elaborará el proyecto ejecutivo correspondiente a la renovación de alumbrado público o a la mejora de infraestructura eléctrica.

Firma del Convenio Marco: Se suscribe el Convenio Marco de Adhesión, entre el organismo, el ejecutor del proyecto y el ERSEPT (como veedor), detallando cronograma, inversiones (parte FEE / parte organismo), responsabilidades y mecanismos de pago; de acuerdo a su resolución correspondiente.

Ejecución: El Organismo estatal puede ejecutar las obras en cuestión si cuenta con los recursos técnicos necesarios, con el fin de disminuir los costos, o en su defecto El ERSEPT asigna la ejecución de las obras, mediante contratación directa, concurso de precios o licitación, según corresponda, para realizar el proyecto. El organismo facilita el acceso y los permisos municipales. En esta etapa la empresa ejecutora informará y rendirá avances, planos y modificaciones al ERSEPT en todo momento.

Inspección y aprobación; previo a la puesta en servicio la empresa ejecutora. deberá informar a el ERSEPT la finalización de las obras correspondientes para que esté, en un plazo no mayor a 10 días hábiles, realice una inspección in situ de todas las obras ejecutadas y otorgue, en caso satisfactorio la correspondiente aprobación.

Recepción y Puesta en Servicio: Se firma el acta de recepción definitiva. Tras lo cual, se solicita a EDET S.A. realizar la puesta en servicio. El ERSEPT, si correspondiere, capacita al organismo estatal en el uso eficiente, estableciéndole metas y objetivos a largo plazo, para realización de obra o proyecto.

Pago de los trabajos realizados: El ERSEPT notificará mediante instrumento formal a EDET para que efectúe el pago por cuenta y orden, o la transferencia de fondos según corresponda, consignando los datos necesarios para la operación. Los montos involucrados serán imputados al FEE, bajo rendición de cuentas y sujeta a revisión oportuna.

## 3. FINANCIAMIENTO, FONDO DE EFICIENCIA ENERGÉTICA (FEE) Y REINTEGROS

**Constitución y Administración del FEE**

El Fondo de Eficiencia Energética (FEE) se capitalizará a través del cargo por consumo en exceso, aplicado a los usuarios residenciales de las categorías T1 que superen los 750 kWh en un periodo de facturación mensual ó 1500 kWh en un periodo de facturación bimestral.

Siendo la Distribuidora la responsable de la recaudación y administración de los fondos provenientes del cargo por consumo en exceso aplicado a los usuarios residenciales cuando superen 750 kWh en un periodo de facturación mensual ó 1500 kWh en un periodo de facturación bimestral de la categoría T1.

Dra. ADRIANA ISABEL 08
JEFA DE ÁREA SECRETARÍA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

COPIA FIEL

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

Los cuales se gestionarán de la siguiente manera:

50% de los fondos disponibles para uso inmediato.

50% de los fondos depositados en un plazo fijo mensual a tasa BADLAR a 30 días, cuyo rendimiento se reinvierte mes a mes junto con las nuevas recaudaciones.

Se utilizarán cuentas específicas dentro del FEE: Subcuenta Residencial, Subcuenta Estatal y Subcuenta Formación Institucional.

EDET S.A. es la administradora del Fondo, debiendo rendir cuentas mensualmente al ERSEPT según los criterios que este establezca, previamente definidos.

Los recursos del FEE son intangibles y no pueden ser destinados a otros fines.

**Destino de los Recursos (Límites Máximos por Subcuenta)**

Subcuenta Residencial: Mejora de instalaciones domiciliarias inseguras, adquisición de electrodomésticos eficientes (heladeras, lavarropas, aires acondicionados, etc. clase A o superior) para recambio y/o cambios de tecnologías, etc.

Subcuenta Estatal: Renovación de luminarias por luminarias de tecnología LED, adquisición de sistemas de telegestión, redacción de proyectos y estudios de ahorro para el estado.

Subcuenta Formación Institucional: Recursos destinados exclusivamente a la formación, capacitación y actualización del personal del ERSEPT en materia de eficiencia energética, nuevas tecnologías, auditorías energéticas, normativa aplicable y mejores prácticas de gestión de proyectos de eficiencia. Estos recursos también podrán utilizarse para desarrollar material didáctico, organizar eventos de capacitación en eficiencia energética que contribuyan a mejorar la calidad de la implementación y a todo otro recurso que contribuya al presente régimen.

**Mecanismos de Aporte y Reintegro**

Para Usuarios Residenciales: El aporte del FEE será o no reintegrable en función del análisis previamente realizado, pudiendo constituir un aporte no reintegrable en aquellos casos donde el usuario no deba devolver los fondos. En todos los casos el beneficiario debe comprometerse a no modificar y/o remover las mejoras por un plazo de 2 años, o el que se establezca en cada caso particular.

Para Organismos Estatales: Se establece un modelo de coinversión que surge de los análisis previos realizados en el DE. El FEE puede aportar hasta el 100% del costo total del proyecto. El organismo estatal financiará el porcentaje restante no cubierto si existiera.

Dra. ADRIANA RAQUEL CORVALÁN
JEFA DE UNIDAD DE ASESORAMIENTO LEGAL
ERSEPT

COPIA FIEL

2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

## 4. PROYECTOS, EJECUCIÓN Y PLAZOS

### Tipología de Proyectos Aprobables y Especificaciones

Proyectos de Renovación de Alumbrado Público:

Deben utilizar luminarias LED de alta eficiencia existentes en el mercado y con larga vida útil. Deben incluir sistema de telegestión que permita el encendido/apagado, regulación y monitoreo de fallas. El proyecto ejecutivo debe incluir estudio fotométrico y garantizar niveles de iluminación según norma IRAM-AADL J.

Proyectos de Mejora Residencial:

Recableado completo con conductores de sección nominalizada, recambio de luminarias en caso de ser necesario y protecciones normalizadas tanto termomagnéticas como diferencial con puesta a tierra siguiendo lo establecido en AEA 90364-7-770, -7-771(reglas particulares para la ejecución de instalaciones eléctricas en inmuebles) y toda normativa complementaria y actualizada de estas. Por otro lado, también se podrá sustituir hasta 3 electrodomésticos de primera necesidad por modelos clase **A** o superior o cambio de tecnologías.

Proyecto de Mejora de Oficinas:

Sustitución de sistemas de iluminación interior por tecnología **LED** de alta Eficiencia, con controles de presencia y encendido y apagado automático, optimización de sistemas de climatización, mediante la instalación de equipos de clase A o superior con sistemas de gestión térmica automáticos (termostatos programables, conificación) y la implementación, en caso de ser técnica y económicamente viables, de sistemas de gestión energética con domótica o equivalentes que contribuyan a mejoras de eficiencia energética.

Todos los proyectos a ejecutarse bajo el PEE deberán contemplar la instalación o el cambio de su medidor de energía por un medidor inteligente, de ser factible.

### Plazos de Ejecución Obligatorios

Diagnóstico Energético (DE): Hasta 60 días hábiles desde la admisión. Emisión de Propuesta Técnica: Hasta 60 días hábiles desde el DE. Ejecución de Obras Residenciales: 60 días hábiles desde la iniciación.

Evaluación de Factibilidad Dual (Organismos): 30 días hábiles desde la presentación.

Ejecución de Proyectos de Alumbrado Público o de Mejora de Oficinas: El plazo será establecido en el Convenio Marco, pero no podrá exceder los 12 meses desde la firma.

Puesta en servicio: Inmediata tras la recepción de obra.

## 5. PLAN DE RECAMBIO DE MEDIDORES.

2026.-

COPIA FIEL

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

El Plan de Recambio debe incluir la adquisición e instalación de medidores inteligentes con su correspondiente sistema de gestión (software y concentradores) y comunicación y retiro del medidor electromecánico y electrónico convencional.

**Objeto del Plan de Recambio.**

Se implementará un plan progresivo de recambio de medidores electromecánicos y electrónicos convencionales en suministros de pequeñas demandas uso residencial por Medidores Inteligentes con capacidad de medición horaria, fecha y hora pico, factor de potencia por fase, carga en tiempo real, corriente y tensión por fase, telemedición y demás parámetros beneficiosos para la gestión del recurso energético y demás especificaciones de esta reglamentación, con el objetivo de poder avanzar paulatinamente sobre la Etapa V y de modernizar la infraestructura eléctrica, reducir perdidas, mejorar la calidad de servicio en algunos casos estratégicos, la calidad de la medición y la precisión en la facturación, facilitar la integración de prosumidores (usuarios-generadores) y la generación distribuida en la Provincia de Tucumán y posibilitar la implementación de esquemas tarifarios horarios y promover la gestión activa de la demanda.

**Destinatarios y Alcance del Plan.**

En una primera etapa, se implementará en suministros de pequeñas demandas de uso residencial. La distribuidora elaborara una propuesta de instalación de los mismos donde como mínimo contará con las siguientes disposiciones: Zona de afectación; Resultados esperados; Instalación de 6.000 (seis mil) equipos por año con un incremento gradual de manera anual de estos, el cual será establecido en el mes de agosto de cada año durante un período de cinco (5) años, en concordancia con el plan de despliegue quinquenal del sistema de medición inteligente; Colocación estratégica de Medidores Inteligentes con capacidad de medición de Calidad de Servicio.

Los medidores a instalar deberán contar con capacidad de registrar variables eléctricas clave tales como energía activa y reactiva, potencia, tensión, corriente, factor de potencia, frecuencia y curvas de carga, con registros periódicos (por ejemplo, cada 15 minutos), permitiendo el análisis detallado del comportamiento del sistema eléctrico.

Asimismo, el despliegue deberá contemplar la integración progresiva con sistemas de información geográfica (gis) y sistemas de gestión, a fin de mejorar la identificación de zonas críticas, detección de pérdidas técnicas y no técnicas, y optimización de la operación de la red.

**Implementación, Plazos y Cronograma.**

A partir de los resultados de la primera etapa, los cuales se evaluarán luego de un año desde su puesta en marcha, EDET S.A. elaborará durante el Quinquenio Planes Anuales de

Implementación del Plan de Recambio de Medidores (como mínimo 6.000 equipos), sujeto a aprobación del ERSEPT, que detallará metas anuales de recambio por zona geográfica, tipo de usuario, tipos, características y cantidad de medidores por periodos. El plan deberá priorizar zonas con mayores pérdidas comerciales y áreas con proyectos de eficiencia energética en marcha.

EDET S.A. deberá informar al ERSEPT sobre el avance del plan (medidores instalados, zonas intervenidas, incidencias y resultados preliminares), así como la adquisición de los mismos y sus ensayos de recepción serán ante la presencia de personal del Ente; todo esto deberá ejecutarse en plazos estipulados y acordados previamente.

**Derechos y Obligaciones.**

Los usuarios no podrán negarse al recambio obligatorio del medidor, salvo causa técnica justificada aprobada por EDET S.A., antes del recambio el usuario será notificado con al menos 15 días de anticipación sobre la fecha programada para el recambio. La instalación será realizada por personal autorizado de EDET S.A. o contratistas debidamente certificados, y el usuario tiene derecho a recibir progresivamente información clara sobre el funcionamiento del nuevo medidor, el acceso a sus datos de consumo detallado y las nuevas opciones tarifarías que podrían si es que surgen en el futuro de la reglamentación.

Tras la instalación, se firmará un acta de recambio donde constará el número de serie del medidor antiguo retirado y del nuevo instalado.

EDET S.A. será responsable de la custodia y protección de los datos de consumo detallado de los usuarios, los cuales serán considerados información personal sensible, y el uso de los datos estará restringido a: facturación, planificación de la red, estudios de eficiencia energética y cumplimiento de obligaciones regulatorias y a todo lo solicitado por el ERSEPT en función del control y regulación del servicio eléctrico según conste en esta Resolución, sus predecesoras y las futuras. ERSEPT será responsable de la seguridad de la información personal sensible que haya recibido.

## 6. PROGRAMAS DE CAPACITACION EN EFICIENCIA ENERGÉTICA

**Objetivo de la Capacitación.**

El ERSEPT, en su rol de promotor del uso racional y eficiente de la energía, implementará un Programa y Capacitación Permanente dirigido a todos los sectores de la sociedad tucumana, con el fin de:

Concientizar sobre la importancia del ahorro energético y disminuir la huella de carbono.

Dra. ADRIANA RAFAEL OSORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

COPIA FIEL

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

Transferir conocimientos prácticos para reducir el consumo en hogares, comercios, industrias e instituciones.

Promover la adopción de tecnologías eficientes y buenas prácticas de gestión energética.

Reducir la demanda de energía durante los picos del sistema eléctrico.

**Sectores Destinatarios y Modalidades de Capacitación**

Los programas de capacitación se estructurarán en módulos específicos para cada sector. Usuarios residenciales y vecinales:

Contarán con una modalidad de charlas barriales y/o talleres en centro comunitarios con apoyo de material gráfico y digital. Con un contenido como ser lecturas de facturas eléctricas, identificación de consumos fantasmas, uso eficiente de electrodomésticos, beneficios de iluminación LED y de equipos clase A o superior, seguridad eléctrica domiciliaria y toda información práctica que contribuya a la seguridad y eficiencia energética en hogares.

Comercios y PyMEs:

Contarán con una modalidad de jornadas técnicas-practicas, asesorías puntuales y documentación con buenas prácticas. Todo esto con contenidos de diagnóstico energéticos básicos, eficiencia en sistemas de climatización e iluminación comercial, optimizaciones de tarifas eléctricas, optimización en motores y sistemas de fuerza y toda información práctica que contribuya a la seguridad y eficiencia energética en comercios y PyMEs.

Instituciones Educativas:

Contarán con una modalidad de charlas y jornadas educativas para docentes y alumnos, con material educativos para la posible incorporación curricular en contenidos como ser: conceptos básicos de energía, proyectos de eficiencia energética aplicados, identificación de los tipos de consumos en hogares y comercios y toda información práctica que contribuya a la seguridad y eficiencia energética en diferentes ámbitos.

Instituciones de Salud y de Seguridad:

Contarán con una modalidad de jornadas técnicas y de capacitación in-situ, con planes de gestión energética para cada institución y con contenidos de eficiencia energética en los sistemas de climatización e iluminación distinguido por áreas (áreas críticas principalmente), protocolos de ahorro energético y toda información práctica que contribuya a la seguridad y eficiencia energética en Hospitales, Caps, Clínicas, Comisarias, Destacamentos, Bomberos, etc.

Organismos Estatales:

Contarán con una modalidad de cursos específicos para funcionarios, administrativos y técnicos de las diferentes oficinas con asistencia en la elaboración de planes de eficiencia

COPIA FIEL

energética tanto en sus lugares de trabajo como en sus lugares de gestión, con contenidos de políticas públicas eficientes, gestión para los diferentes sistemas de iluminación y alumbrado público, eficiencia en edificios públicos, normativas internas y toda información práctica que contribuya a la seguridad y eficiencia energética en Municipios, Comunas y de más organismos e instituciones del estado provincial, así también como fundaciones y asociaciones civiles.

**Implementación y Recursos**

Las capacitaciones serán gratuitas para todos los destinatarios debiendo ellos solicitar expresamente y por escrito, ante el ERSEPT, la capacitación/formación; con una antelación mínima de 20 días hábiles, y donde los solicitantes serán responsables de:

Gestionar todos los permisos necesarios para el uso de espacios físicos donde se desarrollarán las actividades.

Asegurar las condiciones de infraestructura necesarias (iluminación, climatización, servicios higiénicos, etc.) en el lugar de capacitación

Brindar todos los recursos materiales básicos requeridos para la jornada, como podrían ser proyectores, pantallas, sonido, conexión a internet, mobiliario adecuado, etc.

Convocar y garantizar la asistencia de un número mínimo de participantes, según lo establezca el ERSEPT para cada tipo de capacitación.

En este sentido el ERSEPT proporcionara el contenido técnico, los capacitores acreditados y el material didáctico, así como la entrega de certificados de asistencia emitidos por el Ente. A la vez que el ERSEPT publicara en su página web y canales de información el cronograma de actividades de capacitación para el público que desee asistir.

También EDET S.A. deberá aportar y poner a disposición del ERSEPT, de forma regular y sin costo alguno para este, medios de movilidad adecuado para la ejecución de las tareas de control y todas las tareas demandadas por el Régimen de Eficiencia Energética (PEE). Este será utilizado por el personal del ERSEPT designado dentro de este programa. EDET S.A. será responsable del mantenimiento, contratación y vigencia de los seguros, la provisión de combustible y de todo otro gasto que el vehículo requiera durante el desarrollo de las actividades programada

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

## 7.CONTROL, FISCALIZACIÓN, INFORMACIÓN Y SANCIONES

**Atribuciones y Control del ERSEPT (Ley 8479)**

Supervisar la correcta administración del FEE, con facultad para auditar los estados contables de EDET S.A. relacionados.

COPIA FIEL

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

Inspeccionar aleatoriamente al menos el 30% de las obras Residenciales ejecutadas y el 100% de los proyectos de Alumbrado Público y de Mejora de Oficinas en organismos estatales.

Aprobar los modelos de formularios, convenios y declaraciones juradas.

Imponer sanciones en caso de incumplimiento por parte de las empresas participantes en las actividades del PEE y de los usuarios adherentes al PEE (Programa de Eficiencia Energética).

**Obligaciones de Información de EDET S.A.**

EDET SA, deberá remitir mensualmente al ERSEPT, de forma automática y digital, con formato a convenir, un informe detallado con: 1) Listado completo de nuevas factibilidades solicitadas (todos los tipos), 2) estado de avance de obras en ejecución, 3) Nómina de beneficiarios residenciales y no residenciales incorporados.

Por otro lado, EDET S.A. deberá continuar con el proyecto piloto en cooperación con el ERSEPT para elaborar reportes personalizados, como el Home Energy Report (HER), y para el envío periódico de estos a los usuarios residenciales seleccionados para el mismo, con información sobre su consumo eléctrico, mostrando la evolución del consumo propio, comparando su consumo con hogares similares y de la zona propia del servicio e incluyendo recomendaciones prácticas para reducir el gasto energético.

En el marco del fortalecimiento de esta herramienta, se prevé que el Programa de Eficiencia Energética pueda financiar el escalamiento del HER a una mayor cantidad de usuarios, el desarrollo de una aplicación móvil vinculada al reporte, y el uso de otros medios de contacto como SMS, WhatsApp y correo electrónico. Asimismo, se promoverán acciones complementarias presenciales (talleres, visitas) y un sistema de evaluación de impacto que permita cuantificar los ahorros logrados y la efectividad del enfoque conductual en el mediano plazo.

Y de manera paralela, para un mayor control por parte de la Gerencia de Asuntos Económicos (u oficina que la reemplace) del ERSEPT, mensualmente los movimientos financieros del FEE presentando la Rendición de Cuentas del FEE (en formato a convenir), auditada por el ERSEPT, que deberá contar con la siguiente información como mínimo: I) Montos Percibidos de manera detallada, acumulado, disponible, invertido y rendimientos. 2) Detalle mensual de transferencias.

3) Estados de cuenta del-FEE. 4) Ejecución y usos de los recursos acumulados 5) Disponibilidad y rendimientos. 6) y toda otra información complementaria que pueda surgir de interés que resulte indispensable para garantizar la trazabilidad, control y efectividad del Programa, en línea con los deberes de fiscalización establecidos por este Ente.

**Régimen de Sanciones**

Para Usuarios Residenciales: Si el beneficiario vende, retira o inutiliza los equipos o mejoras antes de los 2 años, deberá reintegrar el valor actualizado del aporte del FEE

2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR ERSEPT

recibido, el cual podrá ser aplicado en su factura de energía. Además, se le inhabilitará para futuros programas por un plazo de 2 años.

Para EDET S.A., la mala administración del FEE, puede derivar en la intervención del mismo por parte del regulador (ERSEPT).

Para Organismos Estatales: El incumplimiento de los pagos de su contraparte o de las obligaciones de facilitar la obra dará lugar a la suspensión del convenio y a la inhabilitación para nuevos proyectos por 2 años.

## 8. DISPOSICIONES FINALES

El presente régimen entrará en vigencia a partir de la fecha de su aprobación por Resolución del ERSEPT.

Deroga expresamente las disposiciones de toda otra normativa anterior que se le oponga.

El ERSEPT queda facultado para dictar las resoluciones aclaratorias, complementarias y de actualización de valores, fórmulas y porcentajes aquí establecidos o no.

EDET S.A. deberá adecuar sus sistemas informáticos y procedimientos internos para dar cumplimiento a los plazos y obligaciones de información establecidas en un plazo no mayor a 180 días desde la vigencia.

Documento técnico-normativo elaborado para la Revisión Tarifaria Integral (RTI) 2026-2030, en cumplimiento de las observaciones de la Gerencia de Coordinación del ERSEPT.-

Dra. ADRIANA ISABEL OCHOA
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT
COPIA FIEL

ENTE ÚNICO REGULADOR DE SERVICIOS PÚBLICOS DE TUCUMÁN · ERSEPT

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

2026.-

# REGLAMENTO DE LAS MODALIDADES Y CONDICIONES TÉCNICAS, COMERCIALES, LEGALES Y ADMINISTRATIVAS DEL RÉGIMEN DE FOMENTO A LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA DE ENERGÍA RENOVABLE INTEGRADA A LA RED ELÉCTRICA PÚBLICA

## CAPÍTULO 1 – DISPOSICIONES GENERALES.

### 1.1. OBJETIVO Y ALCANCE.

El objetivo del presente Reglamento es determinar las modalidades y condiciones técnicas, comerciales, legales y administrativas del Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable integrada a la Red Eléctrica Pública, definiendo el procedimiento y los requerimientos que deberá cumplir aquella persona, humana o jurídica, que pretenda desarrollar una actividad como Usuario-Generador acogido al Régimen de la Ley Nacional N° 27.424, al cual la Provincia de Tucumán adhirió por Ley N° 9.159.

El Ente Único de Control y Regulación de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán (ERSEPT), como autoridad regulatoria, implementará todas las medidas, disposiciones y resoluciones técnicas, jurídicas y económicas que resulten adecuadas y suficientes para que los Usuarios que se acojan al Régimen y adopten el sistema de generación distribuida de energía de origen renovable para su autoconsumo, tengan disponible la red de distribución de la prestadora del servicio público de suministro de energía eléctrica habilitada en la Provincia, para la eventual inyección de los excedentes de energía eléctrica generada por ese medio, así como también la obligación de la Empresa Distribuidora de facilitar dicha inyección, asegurando el libre acceso de los Usuarios-Generadores a la red de distribución en la medida de la disponibilidad existente y/o a instalar, preservando la integridad y adecuada calidad de servicio de suministro prestados a través de la red de distribución.

La relación entre el Usuario-Generador y la Empresa Distribuidora, respecto al Servicio Público de Distribución, se rige en todo lo concerniente al suministro de energía eléctrica por las disposiciones de la Ley N° 6.608, el Contrato de Concesión y demás normativa complementaria aplicable.

Las disposiciones de esta Reglamentación se aplicarán independientemente de que la energía eléctrica sea producida por unidades de generación de distintas fuentes renovables.

La Empresa Distribuidora tiene la obligación de permitir y facilitar el acceso a sus instalaciones por parte de los Usuarios-Generadores, sin perjuicio del cumplimiento de las exigencias que imponen las Normas de Calidad del Servicio Público y Sanciones del Contrato de Concesión y demás normativa aplicable.

Los Usuarios-Generadores podrán volcar los excedentes de energía eléctrica a la red de distribución pública de acuerdo a las condiciones técnicas de operación, medición y facturación que establece la presente reglamentación.

La Empresa Distribuidora no podrá imponer a los Usuarios-Generadores condiciones técnicas, comerciales y legales que desnaturalicen los objetivos y finalidades del Régimen.

## 1.2. GLOSARIO

A los efectos de la Ley N° 9.159, todos los conceptos determinados en la Ley Nacional N° 27.424, su Decreto Reglamentario y demás normativa nacional, tendrán el significado allí asignado, con las siguientes definiciones y adecuaciones aplicables en el orden y territorio provincial:

i. **Adecuaciones:** obras de adaptación de la conexión existente, necesarias para la instalación de equipos de generación distribuida de energía de fuentes renovables.

ii. **Autoridad de Aplicación Nacional:** es la Secretaría de Gobierno de Energía de la Nación, de conformidad con las previsiones del Decreto Nacional Reglamentario N° 986/2018, o el órgano que en el futuro sea designado.

iii. **Autoridad Regulatoria:** es el Ente Único de Control y Regulación de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán (ERSEPT), el cual ejerce su función regulatoria conforme las facultades, atribuciones y obligaciones establecidas en la normativa legal vigente.

iv. **Balance Neto de Facturación:** es el sistema que compensa en la facturación el valor de la energía eléctrica demandada con el valor de la energía eléctrica inyectada a la red de distribución. La compensación deberá efectuarse de acuerdo al Cuadro Tarifario de la energía eléctrica demandada vigente para cada categoría de Usuario, según la normativa aplicable y lo dispuesto por el ERSEPT. Asimismo, el sistema de facturación a implementar a tal efecto, deberá reflejar el precio de la energía eléctrica efectivamente inyectada a la Red de distribución.

v. **Capacidad de Conexión:** es la potencia máxima en kilowatts (kW) del equipo de acople o la sumatoria de las potencias individuales de los mismos, a instalar en un Punto de Suministro, que no requiere de obras adicionales.

vi. **Capacidad Máxima del Suministro:** es la potencia en kilowatts (kW) promedio de quince minutos consecutivos que la Empresa Distribuidora pondrá a disposición del Usuario-Generador en el punto de entrega convenido.

vii. **Categorías Tarifarias:** son las definidas por el ERSEPT en el Régimen Tarifario.

viii. **Certificado Nacional de Usuario-Generador:** es el documento emitido por la Autoridad competente a nivel nacional, por el que se acredita que el Usuario ha cumplido con todos los requisitos necesarios para conectar un Equipo de Generación Distribuida conforme al Régimen

ix. **Certificado Provincial de Usuario-Generador:** es el documento emitido por el Ente Único de Control y Regulación de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán (ERSEPT), mediante el cual se acredita que el Usuario ha cumplido con todos los requisitos necesarios para conectar un Equipo de Generación Distribuida conforme al presente Reglamento.

x. **Cesión de Créditos por Energía Inyectada:** es el derecho del Usuario-Generador de transferir los créditos producto de un saldo a su favor en la

MAG. ANDREA ISABEL OSORES
JEFA DE ÁREA SECRETARÍA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

COPIA FIEL

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

facturación. Dichos créditos se encuentran contabilizados en su Cuenta de Valoración de Energía (CVE).

xi. **Contrato de Generación Eléctrica Distribuida (CGED):** es el acuerdo de voluntades que vincula al Usuario-Generador con la Empresa Distribuidora bajo el Régimen establecido en la Ley N° 27.424, sus normas modificatorias y complementarias, y por las disposiciones del presente Reglamento.

xii. **Crédito por Energía Activa Inyectada a la Red (CEaI):** es el valor económico resultante de la valorización de la energía activa inyectada a la red, calculado como el producto entre la energía activa inyectada y el precio de la energía inyectada correspondiente al período.

xiii. **Cuadro Tarifario (CT):** es el aprobado por el ERSEPT al Usuario final.

xiv. **Cuenta de Valoración de Energía (CVE):** es el registro individual asociado a cada Usuario-Generador dentro de su cuenta de suministro, en el cual se contabilizan y acumulan, por período de facturación, los créditos originados por la valorización de la energía activa inyectada a la red, así como su aplicación a la compensación de consumos y cargos conforme al régimen tarifario vigente.

xv. **Diferencial Económico por Energía (DEa):** valorización en pesos resultante de la diferencia entre el Crédito por Energía Activa Inyectada (CEaI) y la valorización económica de la energía activa demandada desde la red, incluyendo los cargos tarifarios, impuestos y demás conceptos aplicables correspondientes al período de lectura considerado, conforme a los cuadros tarifarios vigentes.

xvi. **Empresa Distribuidora:** es la concesionaria del servicio público de distribución de energía eléctrica en la Provincia de Tucumán.

xvii. **Energía Activa Demandada (EaD):** energía activa, expresada en kWh, proveniente de la red de distribución hacia el suministro del usuario, registrada por el sistema de medición en el período de lectura correspondiente.

xviii. **Energía Activa Inyectada a la Red (EaI):** energía activa, expresada en kWh, entregada a la red de distribución desde el sistema de generación del usuario, registrada por el sistema de medición en el período de lectura correspondiente.

xix. **Equipos Certificados:** son aquellos Equipos de Generación Distribuida y elementos asociados que cumplan con los requisitos y normas de calidad que establezca la autoridad competente.

xx. **Equipo Convertidor de Potencia (ECP):** es un equipo electrónico que tiene por objeto la conversión de potencia eléctrica entre dos formatos diferentes. Con un convertidor se puede obtener corriente alterna a partir de corriente continua, o viceversa.

xxi. **Equipo de Acople a la Red (EAR):** se refiere al inversor electrónico u otro componente que conecta un Sistema de Generación de fuente renovable con la instalación eléctrica del Usuario-Generador para su acoplamiento en paralelo con la instalación de la Empresa Distribuidora.

xxii. **Equipos de Generación Distribuida:** son los equipamientos y sistemas destinados a la transformación de la energía primaria de fuentes renovables en energía eléctrica para autoconsumo, y que se conectan con la Red de distribución a fin de inyectar a dicha red el potencial excedente de energía

FOLIO N° 9125

generada. El concepto "Equipo de Generación Distribuida" es equivalente al término "Sistema de Generación Distribuida" y está compuesto por al menos un Generador de Fuente Renovable y un Equipo de Acople a la Red.

xxiii. **Equipo de Medición:** es el sistema de medición de energía eléctrica homologado por la Autoridad competente que debe ser instalado a los fines de medir la energía demandada, generada y/o inyectada a la Red de distribución por el Usuario-Generador, siendo dichas mediciones almacenadas independientemente para su posterior lectura.

xxiv. **Equipos Preexistentes:** se entiende como aquellos Equipos de Generación Distribuida instalados o conectados a la Red con anterioridad a la entrada en vigencia del presente Reglamento.

xxv. **Estudio de Condiciones Técnicas de conexión a la Red de distribución(ECT):** es el análisis realizado por la Empresa Distribuidora que contiene los resultados de la evaluación para la vinculación a la Red de distribución de un Sistema de Generación, confeccionado en los términos y alcances que establece el presente Reglamento.

xxvi. **Factura del Usuario-Generador (FAUG):** es la factura emitida por la Empresa Distribuidora a un Usuario-Generador, por el servicio de distribución y comercialización prestado, de acuerdo a su categoría tarifaria, derivada del registro mensual o bimestral del período de lectura correspondiente, incluyendo tasas, impuestos y demás cargos aplicables.

xxvii. **Fuentes de Energías Renovables:** son las fuentes renovables de energía no fósiles idóneas para ser aprovechadas de forma sustentable en el corto, mediano y largo plazo. De acuerdo al artículo 2° de la Ley N° 27.191, Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica, son fuentes de energías renovables la energía eólica, solar térmica, solar fotovoltaica, geotérmica, mareomotriz, undimotriz, de las corrientes marinas, hidráulica, biomasa, gases de vertedero, gases de plantas de depuración, biogás y biocombustibles, con excepción de los usos previstos en la Ley N° 26.093.

xxviii. **Generación Distribuida:** es la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, por Usuarios del servicio público de distribución que estén conectados a la Red del prestador del servicio y reúnan los requisitos técnicos que establezcan la normativa nacional y el presente Reglamento para poder inyectar a dicha Red pública los excedentes del autoconsumo.

xxix. **Generador de Fuente Renovable:** es el componente de los Equipos de Generación Distribuida encargado de captar la energía del recurso renovable y transformarla en energía eléctrica.

xxx. **Instalador Calificado:** se considera como tal al profesional que reúna las condiciones técnicas específicas indicadas en el presente Reglamento, matriculado en el correspondiente Colegio o Consejo Profesional en la Provincia de Tucumán y que además se encuentre inscripto en el Registro de Instaladores Habilitados de Sistemas de Generación Distribuida creado por el ERSEPT. El término "Instalador Calificado" y "Representante Técnico" son equivalentes.

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

2026.-

COPIA FIEL
Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

xxxi. **Mecanismo de Compensación (MDC):** es el mecanismo mediante el cual se determina el monto final a abonar por el Usuario-Generador en cada período de facturación, a partir de la compensación económica entre la facturación por energía demandada y los créditos por energía inyectada, conforme a las expresiones desarrolladas en la Sección 3.7.

xxxii. **Medidor Bidireccional:** es el sistema de medición de energía eléctrica compuesto por un único Medidor Bidireccional, que debe ser instalado y conectado a un único Punto de Suministro con el fin de medir la energía demandada e inyectada a la Red de distribución por el Usuario-Generador, siendo dichas mediciones almacenadas independientemente para su posterior lectura.

xxxiii. **Obras Adicionales:** obras físicas de expansión y/o repotenciación de la Red de distribución asociada en el nivel de tensión de inyección en el Punto Común de Acoplamiento, como consecuencia de la conexión de instalaciones de Generación Distribuida.

xxxiv. **Período de Facturación:** es el período en el cual se le factura a un Usuario por el servicio de distribución y comercialización prestado, de acuerdo a su categoría tarifaria. Puede ser mensual o bimestral.

xxxv. **Plataforma Digital de Acceso Público:** es la plataforma en línea que implementó la Autoridad de Aplicación a nivel nacional en la cual los Usuarios deben tramitar el Procedimiento de Conexión, el Certificado de Usuario-Generador en la jurisdicción nacional, así como también los beneficios promocionales que se encuentren vigentes.

xxxvi. **Plataforma Web ERSEPT:** es el sitio electrónico a través del cual los Usuarios tramitan la Solicitud de Conexión prevista en el presente Reglamento.

xxxvii. **Potencia Activa Máxima Demandada (PaMD):** es la máxima potencia activa tomada de la red durante el período de facturación, registrada como el mayor valor promedio en intervalos de quince (15) minutos.

xxxviii. **Potencia Activa Máxima Demandada en Horario Pico (PaMDp):** es la máxima potencia activa, expresada en kW, tomada de la red de distribución durante el período de facturación y dentro del tramo horario de pico del sistema, determinada como el mayor valor promedio registrado en intervalos de quince (15) minutos consecutivos, conforme a los tramos horarios definidos en el régimen tarifario vigente.

xxxix. **Potencia Activa Máxima Demandada en Horario Fuera de Pico (PaMDfp):** máxima potencia activa, expresada en kW, tomada de la red de distribución durante el período de facturación y dentro del tramo horario fuera de pico, comprendiendo los tramos horarios distintos del de pico, registrada bajo el mismo criterio de promedios en intervalos de quince (15) minutos consecutivos.

xl. **Potencia Activa Máxima Inyectada (PaMI):** máxima potencia activa inyectada a la red durante el período de facturación, registrada bajo el mismo criterio temporal.

xli. **Potencia Activa Máxima Inyectada en Horario Pico (PaMIp):** máxima potencia activa, expresada en kW, inyectada a la red de distribución durante el período de facturación y dentro del tramo horario de pico del sistema, registrada

como el mayor valor promedio en intervalos de quince (15) minutos consecutivos.

**xlii.** **Potencia Activa Máxima Inyectada en Horario Fuera de Pico (PaMIfp):** máxima potencia activa, expresada en kW, inyectada a la red de distribución durante el período de facturación y fuera del tramo horario de pico, registrada bajo el mismo criterio temporal.

**xliii.** **Potencia Contratada:** se refiere a la potencia máxima de demanda disponible para un Usuario en el Punto de Suministro, previsto en el Contrato de Concesión.

**xliv.** **Potencia de Acople a la Red:** es la suma de las potencias nominales de los Equipos de Acople a la Red de cada Usuario.

**xlv.** **Potencia del Generador de Fuente Renovable:** es la potencia nominal del Generador de Fuente Renovable.

**xlvi.** **Punto de Suministro:** se refiere al punto físico donde la Empresa Distribuidora hace entrega de la energía eléctrica al Usuario conforme los parámetros y condiciones establecidos en la normativa regulatoria.

**xlvii.** **Régimen de Generación Distribuida o Régimen:** hace referencia a todos los derechos y obligaciones establecidos en la Ley N° 27.424, así como también los criterios, requisitos y procedimientos que disponen el Decreto Reglamentario N° 986/2018, las Resoluciones dictadas por la Autoridad competente a nivel nacional, la Ley Provincial N° 9.159 de adhesión al Régimen y el presente Reglamento.

**xlviii.** **Régimen Tarifario:** es aquel previsto en el Contrato de Concesión con la Empresa Distribuidora.

**xlix.** **Red de Distribución:** es la línea eléctrica de distribución concesionada a la Empresa Distribuidora, mediante la cual el Usuario-Generador demanda o inyecta energía eléctrica.

**l.** **Retribución de Crédito:** se refiere al pago por parte de la Empresa Distribuidora de los créditos producto de un saldo a favor en la facturación que pudiere haberse acumulado, conforme se establece en la normativa vigente.

**li.** **Saldo de Créditos por Energía Inyectada a la Red (Saldo CEaI):** monto acumulado de los Diferenciales Económicos por Energía (DEa) positivos de períodos anteriores que no hayan sido compensados. Dicho saldo constituye un crédito a favor del Usuario-Generador, expresado en pesos, que podrá ser aplicado a la compensación de facturaciones futuras.

**lii.** **Solicitud de Factibilidad Técnica (SFT):** es el documento inicial presentado por un potencial Usuario-Generador, confeccionado mediante el Formulario respectivo, a través de la Plataforma Web ERSEPT.

**liii.** **Usuario-Generador:** es el Usuario del servicio público de distribución eléctrica que dispone de equipamiento de generación de energía a partir de fuentes renovables destinado al autoconsumo, con capacidad para inyectar excedentes de energía eléctrica a la red de distribución, en el marco del Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable integrada a la red eléctrica pública.

**liv.** **Usuarios-Generadores Individuales:** refiere a un único Usuario con un equipamiento de Generación Distribuida de fuentes renovables mediante el

cual genera energía para su autoconsumo e inyecta sus excedentes a la Red de distribución.

lv. **Usuarios-Generadores Comunitarios:** es un grupo de dos (2) o más Usuarios del servicio público con Puntos de Suministros diferentes, cuyas demandas sean abastecidas por la Distribuidora y que declaren de manera previa ante la Empresa Distribuidora la administración en conjunto de un equipo de Generación Distribuida de fuente renovable, que podrá estar vinculado o no a alguno de los Puntos de Suministro de dichos Usuarios con potencia contratada mayor a 10kW . En todos los casos, la Distribuidora será la encargada de determinar la factibilidad de conexión del Equipo de Generación Distribuida, así como también de los cargos adicionales que impliquen la inclusión del mismo en la red.

lvi. **Usuarios- Generadores Comunitarios Virtuales:** es la conformación de un grupo de dos (2) o más Usuarios, con las mismas características que los Usuarios Generadores Comunitarios, pero cuya demanda e inyección total esté monitoreada en tiempo real por Medidores cuyas características tecnológicas lo permitan. Esto posibilitará hacer un balance entre las energías demandadas e inyectadas del Sistema Comunitario, distinguir la inyección del autoconsumo total del conjunto de Usuarios y valorizar la energía autoconsumida, demandada e inyectada de manera independiente.

lvii. **Usuarios-Generadores pequeños (UGpe):** son los Usuarios-Generadores que instalen un Equipo de Generación Distribuida con conexión a la red de distribución en baja tensión cuya potencia no supere los TRES KILOVATIOS (3kW).

lviii. **Usuarios-Generadores medianos (UGme):** son los Usuarios-Generadores que instalen un Equipo de Generación Distribuida con conexión a la red de distribución en baja o media tensión de una potencia mayor a TRES KILOVATIOS (3 kW) y hasta TRESCIENTOS KILOVATIOS (300 kW).

lix. **Usuarios-Generadores mayores (UGma):** son los Usuarios-Generadores que instalen un Equipo de Generación Distribuida con conexión a la red de distribución en baja o media tensión de una potencia mayor a TRESCIENTOS KILOVATIOS (300 kW) y hasta DOCE MEGAVATIOS (12 MW). En ningún caso la Potencia de Acople a la Red de los Equipos de Generación Distribuida podrá exceder los DOCE MEGAVATIOS (12 MW) en un mismo Punto de Suministro.

Las categorías de Usuarios-Generadores así como los límites de potencia establecidos podrán ser redefinidos por la Autoridad de Aplicación Nacional, en función de los criterios y normativas establecidas para tal fin.

## 1.3. ADECUACIÓN DE EQUIPOS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA INSTALADOS O CONECTADOS A LA RED CON ANTERIORIDAD AL PRESENTE REGLAMENTO.

Los usuarios que hayan instalado Sistemas de Generación Distribuida de Energía Eléctrica basados en el uso de fuentes renovables y que estén conectados a la red de distribución de la Provincia, bajo cualquier régimen anterior a la vigencia del presente Reglamento,

deberán acogerse a sus disposiciones y completar el procedimiento de conexión pertinente, observando los requisitos técnicos, legales y administrativos establecidos y ajustarse a los requerimientos que se dispongan a los efectos de inyectar la energía eléctrica excedente a la red de distribución.

Deberá cumplirse con el plazo máximo establecido por el ERSEPT y, en su caso, contemplar las inversiones e instalaciones necesarias en los Equipos de Generación Distribuida para su adecuación.

Cumplido el plazo establecido, todos aquellos usuarios que no hubieren adecuado su situación en cumplimiento de las disposiciones del presente Reglamento, carecerán de los beneficios, derechos y prerrogativas previstas en el Régimen, debiendo a tal efecto, en su caso, cumplimentar todos los requisitos como si fueran nuevos interesados.

### 1.4. ACCESO A LA RED DE DISTRIBUCIÓN.

Los Usuarios-Generadores del presente Régimen deberán cumplir las condiciones establecidas en este Reglamento para poder acceder a la red de distribución.

El Usuario que decida acogerse al presente Régimen deberá acreditar su carácter de Usuario Titular de un servicio, en los términos establecidos por el Contrato de Concesión con la Distribuidora.

Los Usuarios de la Distribuidora podrán conectar a la red de distribución, sistemas generadores de energía eléctrica basados en el uso de fuentes renovables de energía, con potencias menores o iguales a la potencia contratada, o la máxima correspondiente a su categoría tarifaria si no contratase potencia, destinada principalmente a abastecer o cubrir el consumo propio. El Usuario de la Distribuidora que requiera instalar una potencia mayor, deberá solicitar una autorización especial ante la Distribuidora.

La Empresa Distribuidora no podrá requerir a los Usuarios-Generadores la realización de obras, infraestructura y/o instalaciones, en relación a la red pública, cuyas dimensiones excedan el objeto del proyecto.

El Usuario-Generador es responsable de la operación y mantenimiento de las instalaciones eléctricas internas, debiendo mantenerlas en condiciones de seguridad eléctrica conforme a las normativas vigentes.

La Empresa Distribuidora es responsable de operar y mantener la red pública de distribución de energía eléctrica conforme lo establece el Marco Regulatorio vigente.

El ERSEPT tendrá a su cargo el análisis y la resolución de las controversias que se pudieren suscitar entre el Usuario-Generador y la Distribuidora; dentro de sus competencias.

## CAPÍTULO 2 – CONDICIONES TÉCNICAS PARA LA CONEXIÓN A LA RED PÚBLICA DE DISTRIBUCIÓN DE SISTEMAS DE GENERACIÓN BAJO LA FIGURA DE USUARIO-GENERADOR

### 2.1. GENERALIDADES.

COPIA FIEL

La instalación de un Sistema de Generación / Almacenamiento deberá cumplir con los requerimientos de protección establecidos en la normativa vigente, contando como mínimo con los elementos de maniobra y protección contenidos en las disposiciones dictadas por la autoridad de aplicación nacional en el marco de la reglamentación del Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable Integrada a la Red Eléctrica Pública sancionado por la Ley N° 27.424.

Los Sistemas de Generación de potencias superiores a 300kW o conectados en Media Tensión y siempre que se encuentre debidamente justificado, podrán requerir, entre otros: estudios, condiciones de funcionamiento y configuraciones de protecciones complementarias a los descriptos en el presente, los que serán evaluados de acuerdo al caso.

La utilización de un Sistema de Generación no podrá representar un peligro u originar inconvenientes en la prestación del servicio de distribución de energía eléctrica.

Asimismo, dicho Sistema no deberá originar condiciones peligrosas de trabajo para el personal propio ni de terceros de la Empresa Distribuidora, y en general, no constituir un peligro para la seguridad pública.

En caso de comprobarse que el Sistema de Generación cause perturbaciones a la Red de distribución, conforme a los términos establecidos en la normativa de calidad aplicable, la Empresa Distribuidora, podrá exigir la eliminación de las causas que originan dichas perturbaciones. En última instancia, y de ser estrictamente necesario, podrá requerir la desconexión del Sistema de Generación de la Red de distribución hasta tanto se solucionen los problemas detectados.

La Empresa Distribuidora podrá requerir al Usuario-Generador la desconexión del Sistema de Generación cuya utilización represente un peligro u origine inconvenientes en el servicio prestado a otros usuarios. Además, deberá informar al Usuario-Generador y al ERSEPT las anormalidades detectadas que presente la instalación, las cuales deberán estar debidamente fundamentadas.

Será responsabilidad del Representante Técnico, verificar el cumplimiento de los requerimientos técnicos y de seguridad de los Sistemas de Generación y de las estructuras y soportes utilizados para el montaje del equipamiento, conforme las exigencias normativas y reglamentarias vigentes.

Los Usuarios-Generadores tienen la obligación de mantener las instalaciones en buen estado y en condiciones de evitar peligro para las personas o los bienes.

La Distribuidora debe colocar en los Puntos de Suministro, la señalización identificadora y de advertencia indicativa de la existencia de un Sistema de Generación local que inyecta energía a la red, en un lugar visible para toda persona que pueda acceder en la vía pública, a las partes activas con tensión.

## 2.2. OPERACIÓN.

La operación de un Sistema de Generación presenta dos alternativas, en isla o en paralelo con la red, que a continuación se describen:

**2.2.1. Operación en Isla.**

Se define por Operación en Isla de los Sistema de Generación al estado operativo en el cual estos sistemas pueden suministrar energía de manera autónoma, sin estar vinculados a la Red pública de distribución en ningún momento ni bajo ninguna circunstancia, sea en forma directa o a través de transformadores.

**2.2.2. Operación en Paralelo con la Red.**

Se define por Operación en Paralelo con la Red de los Sistema de Generación, el estado operativo en el cual estos sistemas pueden suministrar energía, mientras se encuentran vinculados a la Red pública de distribución, sea en forma directa o a través de transformadores. Constituye el modo normal de operación de los Sistemas de Generación Distribuida.

**2.2.3. Operaciones bajo contingencia de la Red.**

En sistemas trifásicos, en caso de falta de una o más fases en el punto común de acoplamiento de conexión con la Red de distribución, el interruptor de acoplamiento del Sistema de Generación deberá desvincularse de dicha Red conforme a los tiempos fijados en este Reglamento.

Un Sistema de Generación únicamente podrá continuar abasteciendo el consumo interno de un Usuario-Generador, ante un corte de suministro eléctrico en la Red de distribución, en los casos en que cuente con las protecciones y elementos de maniobra automáticos necesarios para permanecer eléctricamente aislado de la Red de distribución. En tal supuesto, se deberá cumplir con las exigencias técnicas y de seguridad establecidas en la normativa vigente.

**2.3. CONDICIONES DE PUESTA A TIERRA Y SEPARACIÓN GALVÁNICA.**

La puesta a tierra de las instalaciones del Sistema de Generación se hará siempre de forma que no se alteren las condiciones de puesta a tierra de la Red de la Distribuidora, asegurando que no se produzcan transferencias de defectos a la Red.

El esquema de conexión de puesta a tierra del Sistema de Generación será independiente del esquema de la Distribuidora y no podrán estar unidos bajo ninguna circunstancia por ser sistemas distintos. Los sistemas trifásicos que, bajo contingencia de la Red, permanezcan eléctricamente aislados de la Red de distribución, además deberán contar con el neutro conectado a tierra. Dicha instalación deberá cumplir con lo establecido en la Reglamentación para la Ejecución de Instalaciones Eléctricas en inmuebles – Parte 7 – Sección 771.3.3.1 Esquema de conexión a tierra TT (AEA) y los reglamentos de instalación eléctrica vigentes que sean de aplicación.

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

**2.4. ELEMENTOS DE MANIOBRA Y PROTECCIÓN.**

Toda instalación de Equipos de Generación Distribuida deberá cumplir con los requerimientos de protección establecidos en la normativa vigente, contando como mínimo con los elementos de maniobra y protección establecidos en el presente Capítulo.

COPIA FIEL

En cada caso, será responsabilidad del Representante Técnico la verificación del cumplimiento de los requerimientos técnicos y de seguridad para cada Sistema de Generación.

Los Sistemas de Generación deberán contar con el siguiente esquema de protecciones:

a) **Interruptor General** automático con protección para sobrecargas y cortocircuitos, con la capacidad de ruptura acorde al Sistema al cual se conecta. Este interruptor vincula las instalaciones del Usuario-Generador y la Empresa Distribuidora.
b) **Interruptor Automático Diferencial** con el fin de proteger a las personas, en el caso de producirse algún contacto directo o indirecto a tierra de alguno de los elementos constitutivos del Sistema.
c) **Interruptor de Acoplamiento** se accionará automáticamente cuando opere al menos una función del Sistema de Protección. Este interruptor vincula el Sistema de Generación con las instalaciones del Usuario-Generador. La protección podrá estar integrada al Equipo de Acople a la Red o centralizada en un tablero independiente, dependiendo de las características del Sistema de Generación.

### 2.4.1. PROTECCIÓN GENERADOR-RED.

La Protección Generador-Red (Protección GR) es un dispositivo de seccionamiento y protección ante valores inadmisibles de tensión o frecuencia, contemplando las siguientes funciones de protección:

• Desconexión por subtensión

• Desconexión por sobretensión

• Desconexión por subfrecuencia

• Desconexión por sobrefrecuencia

• Desconexión por detección de funcionamiento en isla

Su instalación, de manera integrada al Equipo de Acople a la Red (Protección GR Integrada) o en un tablero independiente (Protección GR Central), dependerá de las características de los Equipos de Generación Distribuida.

La Protección GR podrá estar integrada al Equipo de Acople a la Red (inversor electrónico) en los casos en que la potencia nominal de salida del mismo no sea superior a treinta kilovolt-ampere (30 kVA).

En caso de utilizar una Protección GR Central, la misma deberá poseer un botón de prueba que active el interruptor de interfaz y al accionarlo debe ser posible la visualización de la activación de dicho interruptor.

Ante la ocurrencia de desvíos de los parámetros admisibles de tensión o frecuencia, incluyendo la detección de funcionamiento en isla, la Protección GR debe desconectar los Equipos de Generación Distribuida de la red eléctrica en Baja Tensión, en los tiempos establecidos a continuación:

Sra. ROSANA DORA LOVERA
JEFE DPTO. SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

COPIA FIEL



Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

| | Valores máximos y mínimos admisibles de tensión y frecuencia | | Tiempo de apertura máximo en segundos (s) |
|---|---|---|---|
| Tensión (U) | U < 85% $U_{nominal}$ | $U_L$ < 323 V para conexiones trifásicas<br>$U_f$ < 187 V para conexiones monofásicas | 1,5 |
| | U > 115% $U_{nominal}$ | $U_L \geq 437$ V para conexiones trifásicas<br>$U_f \geq 253$ V para conexiones monofásicas | 0,2 |
| Frecuencia (f) | f > 51 Hz | | 0,5 |
| | f < 47 Hz | | 0,5 |
| Anti-Isla | - | | 2 |
| Tiempo de reconexión | - | | Igual o mayor a 180 |

En instalaciones monofásicas, los valores de tensión de fase (Uf) deberán medirse entre la correspondiente fase y el neutro.

Para el caso de Equipos de Generación Distribuida trifásicos, las tensiones de línea (UL) se medirán entre fases. En el caso de los dispositivos de medición de frecuencia serán permitidos los de tipo monofásico.

La pérdida de tensión auxiliar en la Protección GR Central o en el control de la Protección GR Integrada debe provocar la apertura del interruptor de interfaz, asegurando que se mantengan los tiempos de desconexión.

Un Equipo de Generación Distribuida podrá continuar abasteciendo el consumo interno de un Usuario-Generador ante un corte de suministro eléctrico en la Red de distribución (funcionamiento autónomo) únicamente en los casos en que cuente con las protecciones y elementos de maniobra automáticos necesarios para permanecer eléctricamente aislado de dicha Red. El funcionamiento autónomo deberá cumplir, en todos los casos, con las exigencias técnicas y de seguridad establecidas en la normativa vigente aplicable.

El acceso a la configuración de parámetros de la Protección GR deberá quedar protegido físicamente o mediante contraseña, a fin de evitar manipulación accidental o modificación por parte de usuarios o personal no calificado.

### 2.4.2. INTERRUPTOR DE INTERFAZ.

Todo Equipo de Generación Distribuida deberá contar con un interruptor de interfaz, el cual vincula dicho equipo con su tablero de protecciones. El interruptor de interfaz será controlado por la Protección GR y debe accionarse de forma automática y sin retardo en caso de que se active alguna de las funciones de protección. El interruptor debe consistir en dos grupos de relés conectados en serie de forma redundante. Ante la actuación del interruptor, la desconexión debe efectuarse en todos los polos. Para sistemas monofásicos, los relés deberán ser bipolares y para los sistemas trifásicos, serán tripolares o tetrapolares, según corresponda. El interruptor de interfaz podrá estar integrado dentro del Equipo de

Acople a la Red, para el caso de inversores electrónicos, o bien estar instalado junto con la Protección GR Central.

### 2.4.3. TABLERO DE PROTECCIONES.

El tablero de protecciones deberá contar con un dispositivo de protección contra corrientes de fuga a tierra, según corresponda, y de acuerdo con alguno de los siguientes conjuntos de normas:

• IRAM 2301

• IEC 61008-1 e IEC 61008-2-1

• IEC 61009-1 e IEC 61009-2

El tablero de protecciones deberá estar ubicado cercano al punto de conexión y contar con un dispositivo de protección contra cortocircuitos y sobrecargas.

### 2.4.4. PROTECCIÓN CONTRA DESCARGAS ELÉCTRICAS ATMOSFÉRICAS.

En los casos en que los Equipos de Acople a la Red no tengan incorporados dispositivos de protección contra descargas atmosféricas se deberán instalar dispositivos de protección en forma externa, de acuerdo con la norma IRAM 2184, partes 4 y 11.

Dichas protecciones se deben instalar tanto del lado de corriente continua como de corriente alterna, y próximas al Equipo de Acople a la Red.

## 2.5. REQUERIMIENTOS TÉCNICOS PARA TECNOLOGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA.

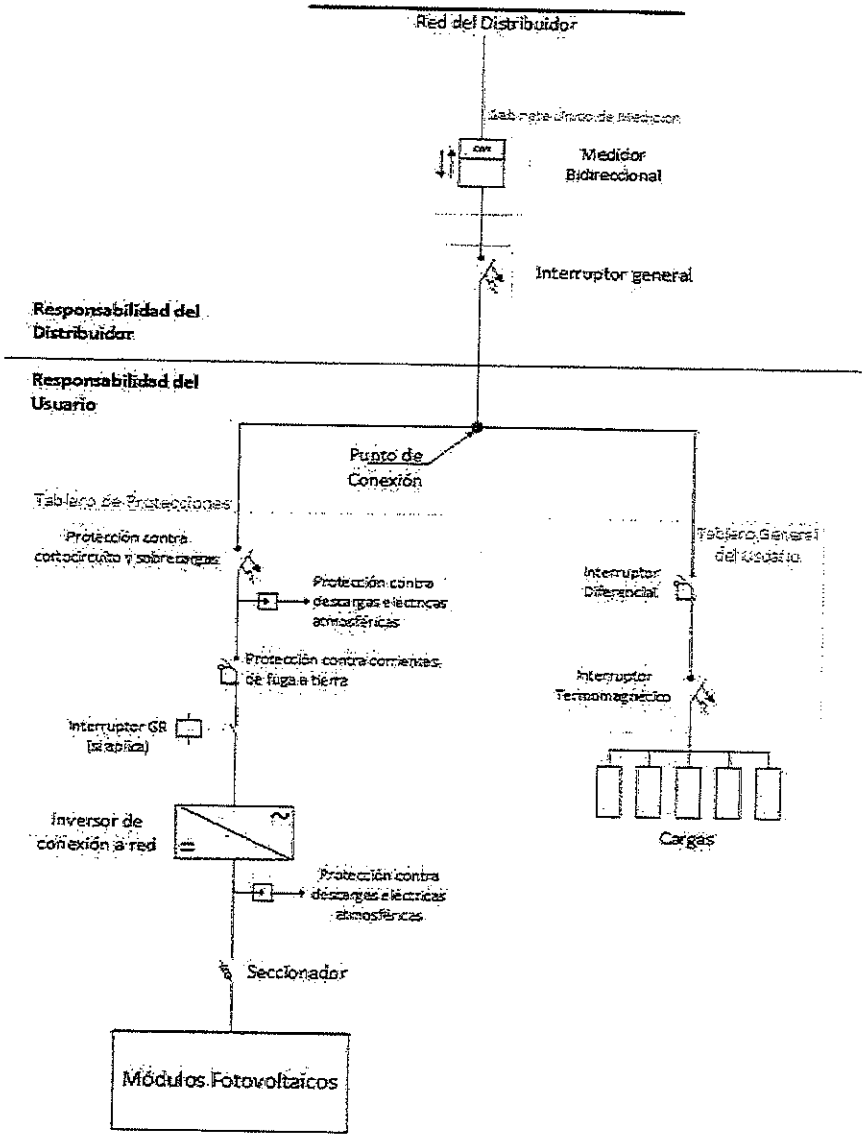
Toda instalación de Equipos de Generación Distribuida de tecnología solar fotovoltaica deberá cumplir con la normativa eléctrica y de seguridad vigente aplicable, y a su vez deberá cumplir con los requerimientos mínimos indicados en el presente Capítulo.

En el esquema a continuación se representa el diagrama unifilar eléctrico de referencia, indicando las conexiones y elementos mínimos de protección requeridos para la conexión de Equipos de Generación Distribuida de tecnología solar fotovoltaica.

Las indicaciones de responsabilidades entre Usuario y Distribuidora, y las ubicaciones de Equipos en el siguiente Diagrama Unifilar, son de modo descriptivo general y no podrán prevalecer en ningún caso sobre las condiciones establecidas en el Reglamento General para la Prestación del Servicio Eléctrico ni en los típicos constructivos aprobados para acometidas.

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

COPIA FIEL




Se entiende por Interruptor General al primer interruptor conectado inmediatamente a continuación del Medidor Bidireccional dentro del domicilio del Usuario-Generador.

Para el caso de usuarios con suministro en media tensión, tanto los Equipos de Generación Distribuida como los elementos de protección mínimos establecidos deberán ser instalados en circuitos de baja tensión.

### 2.5.1. REQUERIMIENTOS DE CALIDAD Y SEGURIDAD PARA TECNOLOGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA.

Los Equipos de Generación Distribuida de tecnología solar fotovoltaica deberán cumplir con los requerimientos de calidad y seguridad aplicables establecidos en la normativa

vigente, contando como mínimo con la certificación de las normas que se detallan en el presente Capítulo.

**2.5.2. PANELES SOLARES FOTOVOLTAICOS.**

Los módulos o paneles solares fotovoltaicos deberán contar con certificación de la norma IEC 61730- 1/2 (normas de construcción y seguridad).

Según su tipo, dichos módulos deberán contar además con certificación de alguna de las siguientes normas:

**2.5.2.1. MÓDULOS DE TIPO SILICIO CRISTALINO.**

• IRAM 210013-17 (exceptuado el ensayo de Torsión IRAM 210013-5)

• IEC 61215-1/2:2016

• IEC 61215:2005

**2.5.2.2. MÓDULOS DE TIPO PELÍCULA DELGADA.**

• IEC 61215-1/2:2016

• IEC 61646:2008

**2.5.3. INVERSORES ELECTRÓNICOS DE CONEXIÓN A RED.**

Los inversores electrónicos de conexión a red deberán estar certificados bajo la norma IRAM 210013-21, o en su defecto contar con certificación de las normas IEC 62109-2 (Seguridad de inversores), IEC 62116 o VDE 0126-1-1 (Protección anti-isla) y cumplir con alguno de los códigos de red internacionales contenidos en las normas: VDE-AR-N 4105 o RD1699.

**2.5.4. POTENCIA DE ACOPLE MÁXIMA ADMITIDA POR FASE.**

Para el caso particular de generación monofásica, se admitirá la conexión de Equipos de Generación Distribuida siempre que la suma de Potencias de Acople a la Red de los Equipos de Generación Distribuida del usuario sea menor o igual a cinco kilovolt-ampere (5 kVA).

En redes trifásicas se admitirá conectar hasta cinco kilovolt-ampere (5 kVA) por fase con unidades monofásicas independientes.

Los Equipos de Generación Distribuida cuya potencia sea superior a quince kilovoltampere (15 kVA) deberán obligatoriamente ser conectados mediante generadores trifásicos.

**2.5.5. CONDICIONES DE PUESTA A TIERRA.**

La puesta a tierra de los Equipos de Generación Distribuida debe ser realizada de tal manera que no se alteren las condiciones de puesta a tierra de la red de distribución, asegurando que no se le transfieran defectos a esta última.

COPIA FIEL

2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

Las masas de los Equipos de Generación Distribuida y sus estructuras de soporte deben estar conectadas a una tierra independiente del neutro y de la tierra de la red de distribución. Asimismo, deben cumplir con lo indicado en los reglamentos de seguridad y calidad vigentes que sean de aplicación.

### 2.5.6. SECCIONAMIENTO.

En toda instalación de tecnología solar fotovoltaica se deberá incluir un seccionador acorde a las tensiones de funcionamiento del lado de corriente continua para permitir el mantenimiento del Equipo de Acople a la Red.

### 2.5.7. CABLES Y CONECTORES.

Si el cable entre el Generador de Fuente Renovable y el Equipo de Acople a la Red se encuentra a la intemperie éste deberá tener doble aislación y cubierta externa resistente a la radiación UV, al ozono y a la intemperie. Asimismo, los conectores y uniones deben ser aptos para instalación en intemperie.

### 2.5.8. ESTRUCTURAS.

Será responsabilidad del Representante Técnico contemplar y verificar que las estructuras y soportes utilizados para el montaje de paneles fotovoltaicos resistan las sobrecargas de vientos, condiciones climáticas del lugar y no afecten la integridad estructural del inmueble en que se encuentren emplazados.

## 2.6. CRITERIOS PARA LA PUESTA EN MARCHA DE LOS EQUIPOS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA DE TECNOLOGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA.

Finalizada la instalación de los Equipos de Generación Distribuida de tecnología solar fotovoltaica, el Representante Técnico deberá verificar las condiciones para la conexión, desarrollar el procedimiento que a continuación se detalla y suscribir el **Formulario II: Declaración Jurada para puesta en servicio del Sistema de Generación** contenido en el Sub-Anexo 7.3 del presente Reglamento.

En tal ocasión, se deberá dar aviso a la Empresa Distribuidora con una anticipación que no podrá ser menor a cinco (5) días, a efecto de que ésta pueda presenciar el procedimiento.

1) **Prueba de desconexión:** consistirá en abrir manualmente el Interruptor General y verificar que sus terminales vinculados al Equipo de Acople a la Red queden desenergizados, según lo especificado en el Punto 2.6.1 del presente Capítulo.
2) **Prueba tiempo de reconexión:** consistirá en verificar que luego del cierre manual del Interruptor General, el Equipo de Acople a la Red se reconecte en un tiempo no menor a ciento ochenta segundos (180 s), de acuerdo con lo estipulado en el Punto 2.6.2 del presente Capítulo.
3) **Puesta a tierra:** consistirá en la verificación de la vinculación eléctrica de soportes, marcos, carcasas y demás elementos que correspondan, al sistema de puesta a tierra, de acuerdo con el Punto 2.5.5 del presente Capítulo.
4) Controlar los ajustes de la Protección GR de acuerdo con lo especificado en la sección 2.4.1.

Dra. ADRIANA ISABEL CORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

COPIA FIEL

2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

5) Sellar, precintar, o si el equipo lo permitiera, proteger mediante contraseña o elemento de seguridad, la Protección GR central o integrada, según corresponda.

### 2.6.1. PRUEBA DE DESCONEXIÓN.

Tras la apertura manual del Interruptor General, los terminales o conectores de este último que estén vinculados al Equipo de Acople a la Red deberán desenergizarse en un tiempo menor a DOS segundos (2 s) medidos a partir de la operación manual de dicho interruptor.

### 2.6.2. TIEMPO DE RECONEXIÓN.

Tras el cierre manual del Interruptor General, el Equipo de Acople a la Red deberá reconectarse en un tiempo no menor a CIENTO OCHENTA segundos (180 s).

### 2.7. REQUERIMIENTOS TÉCNICOS PARA OTRAS TECNOLOGÍAS.

Toda instalación de Equipos de Generación Distribuida (excepto los de Tecnología Solar Fotovoltaica, para los cuales se aplica lo establecido en el Punto 2.5 del presente Capítulo) deberá cumplir con la normativa eléctrica y de seguridad vigente aplicable, así como con los requerimientos mínimos resultantes de la evaluación específica de cada caso.

### 2.8. CONDICIONES DE MEDICIÓN Y COMUNICACIONES.

A continuación se establecen las condiciones técnicas de la medición eléctrica, el registro, la transmisión de datos y comunicaciones para la recolección de información de los Sistemas de Generación conectados a la Red de distribución.

### 2.8.1. SISTEMA DE MEDICIÓN.

El equipo de medición, a cargo de la Empresa Distribuidora, previsto para la interconexión de la instalación de un Usuario-Generador, deberá realizarse a través de un Sistema de Medición Avanzada – AMI (Advanced Metering Infraestructure).

El Sistema de Medición Avanzada estará compuesto por un medidor inteligente, concentrador de datos (de corresponder), red de comunicaciones y sistema de gestión de la información. Deberá cumplir además con los requisitos de seguridad para este tipo de infraestructura, con el objeto de asegurar la confidencialidad, integridad y disponibilidad de la información, conforme la normativa vigente.

Los medidores inteligentes deben permitir, entre otras funcionalidades no excluyentes, el acceso del Usuario-Generador a la información del medidor (display; app), la lectura remota de los registros del medidor con perfiles de carga, soportar esquemas tarifarios por Tiempo de Uso y/o múltiple tarifa, conexión y desconexión remota del suministro, medición bidireccional, medición de datos de calidad de potencia, medición de variables eléctricas, comunicación bidireccional, actualización y configuración remota del medidor.

El sistema de gestión de la información deberá ser auditable y la Empresa Distribuidora permitirá al ERSEPT el acceso remoto a dicho sistema en tiempo real.

### 2.8.2. COMUNICACIÓN.



Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

El Sistema de Medición Avanzada instalado deberá contar con módulo de comunicación, con la tecnología que defina la Empresa Distribuidora en función de la topografía y extensión del área a cubrir. El módulo de comunicación podrá estar integrado al Equipo o ser externo al mismo.

Las tecnologías de comunicación, no excluyentes, se mencionan a continuación: PLC o HD-PLC (Power Line Communication), GPRS, RF (900hz), LAN/WLAN.

Los protocolos de comunicaciones deberán garantizar la seguridad, veracidad y confidencialidad de los datos almacenados internamente y de los que llegan al sistema de gestión de la Empresa Distribuidora, con el objeto de mantener su trazabilidad y asegurar la integridad y disponibilidad de la información.

El Sistema de Medición deberá contar con puertos de comunicación que permitan acceder a la información y protocolos de programación, con los niveles de seguridad necesarios.

### 2.8.3. ACCESO A LA INFORMACIÓN.

El Usuario-Generador deberá poner a disposición de la Empresa Distribuidora el acceso a la información producida por el Sistema de Generación.

En caso de requerirlo, esta información deberá ser remitida en formato digital al ERSEPT por la Empresa Distribuidora conjuntamente con los datos físicos de los puntos de medición.

## CAPÍTULO 3 – RÉGIMEN TARIFARIO PARA USUARIOS-GENERADORES

### 3.1. INTRODUCCIÓN.

El presente Capítulo se organiza en torno a dos modalidades de relación entre los Usuarios-Generadores y la Red, con impacto directo en la estructura tarifaria:

1) **Generación Distribuida Individual**, correspondiente a usuarios que generan energía renovable principalmente para autoconsumo e inyectan a la red únicamente sus excedentes.
2) **Generación Distribuida Comunitaria**, comprensiva de esquemas en los cuales dos o más usuarios participan conjuntamente en un sistema de generación renovable y comparten la valorización económica de la energía inyectada.

Desde el punto de vista tarifario, ambas modalidades plantean cuestiones vinculadas con la valorización de la energía inyectada, la recuperación de los costos propios de la distribución, el tratamiento de la potencia, la asignación de costos entre usuarios y la preservación de señales económicas consistentes con la escala y características del suministro.

Sobre esa base, se propone un esquema de compensación económica de la energía bajo modalidad ***net billing***, mediante el cual la energía inyectada a la red es valorizada a un precio específico y compensada contra el monto de energía demandada que se factura al usuario en el período mensual/bimestral correspondiente. Este enfoque permite mantener la simplicidad tarifaria en los segmentos de pequeña demanda, preservar la estructura de

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

COPIA FIEL

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

categorías tarifarias vigente y evitar subsidios cruzados ineficientes entre usuarios con y sin generación propia.

En términos regulatorios, el criterio adoptado procura compatibilizar cuatro objetivos centrales:

I. Fomentar el desarrollo de la generación distribuida para autoconsumo con posibilidad de inyección de excedentes a la red eléctrica;
II. Evitar transferencias ineficientes de costos entre usuarios;
III. Preservar la recuperación de los costos propios del servicio de distribución; y
IV. Mantener un esquema tarifario simple, transparente y operativamente aplicable.

Por lo expuesto, corresponde definir en el marco de la presente Revisión Tarifaria Integral los criterios de implementación y valorización de la generación distribuida de energía eléctrica, en consistencia con la normativa nacional a la cual adhirió la Provincia de Tucumán y con los lineamientos de promoción establecidos a nivel local.

### 3.2. DEFINICIONES Y ALCANCE.

Para los fines del presente Capítulo, se adoptan las siguientes definiciones:

i. **Usuario Generador (UG):** usuario del servicio público de distribución eléctrica que dispone de equipamiento de generación a partir de fuentes renovables destinado al autoconsumo, con capacidad para inyectar excedentes de energía eléctrica a la red de distribución, en el marco del Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable integrada a la red eléctrica pública.

ii. **Energía Activa Demandada (EaD):** energía activa, expresada en kWh, proveniente de la red de distribución hacia el suministro del usuario, registrada por el sistema de medición en el período de lectura correspondiente.

iii. **Energía Activa Inyectada a la Red (EaI):** energía activa, expresada en kWh, entregada a la red de distribución desde el sistema de generación y/o almacenamiento del usuario, registrada por el sistema de medición en el período de lectura correspondiente.

iv. **Potencia Activa Máxima Demandada (PaMD):** es la máxima potencia activa tomada de la red durante el período de facturación, registrada como el mayor valor promedio en intervalos de quince (15) minutos.

v. **Potencia Activa Máxima Inyectada (PaMI):** máxima potencia activa inyectada a la red durante el período de facturación, registrada bajo el mismo criterio temporal.

vi. **Potencia Activa Máxima Demandada en Horario Pico (PaMDp):** es la máxima potencia activa, expresada en kW, tomada de la red de distribución durante el período de facturación y dentro del tramo horario de pico del sistema, determinada como el mayor valor promedio registrado en intervalos de quince (15) minutos consecutivos, conforme a los tramos horarios definidos en el régimen tarifario vigente.

Dra. ADRIANA BEATRIZ CUNEO
ERSEPT

COPIA FIEL

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

vii. **Potencia Activa Máxima Demandada en Horario Fuera de Pico (PaMDfp):** máxima potencia activa, expresada en kW, tomada de la red de distribución durante el período de facturación y dentro del tramo horario fuera de pico, comprendiendo los tramos horarios distintos del de pico, registrada bajo el mismo criterio de promedios en intervalos de quince (15) minutos consecutivos.

viii. **Potencia Activa Máxima Inyectada en Horario Pico (PaMIp):** máxima potencia activa, expresada en kW, inyectada a la red de distribución durante el período de facturación y dentro del tramo horario de pico del sistema, registrada como el mayor valor promedio en intervalos de quince (15) minutos consecutivos.

ix. **Potencia Activa Máxima Inyectada en Horario Fuera de Pico (PaMIfp):** máxima potencia activa, expresada en kW, inyectada a la red de distribución durante el período de facturación y fuera del tramo horario de pico, registrada bajo el mismo criterio temporal.

x. **Crédito por Energía Activa Inyectada a la Red (CEaI):** es el valor económico resultante de la valorización de la energía activa inyectada a la red, calculado como el producto entre la energía activa inyectada y el precio de la energía inyectada correspondiente al período.

xi. **Diferencial Económico por Energía (DEa):** valorización en pesos resultante de la diferencia entre el Crédito por Energía Activa Inyectada (CEaI) y la valorización económica de la energía activa demandada desde la red, incluyendo los cargos tarifarios, impuestos y demás conceptos aplicables correspondientes al período de lectura considerado, conforme a los cuadros tarifarios vigentes.

xii. **Saldo de Créditos por Energía Inyectada a la Red (Saldo CEaI):** monto acumulado de los Diferenciales Económicos por Energía (DEa) positivos de períodos anteriores que no hayan sido compensados. Dicho saldo constituye un crédito a favor del usuario generador, expresado en pesos, que podrá ser aplicado a la compensación de facturaciones futuras.

xiii. **Mecanismo de Compensación (MDC):** es el mecanismo mediante el cual se determina el monto final a abonar por el Usuario-Generador en cada período de facturación, a partir de la compensación económica entre la facturación por energía demandada y los créditos por energía inyectada, conforme a las expresiones desarrolladas en la Sección 3.7.

xiv. **Factura del Usuario-Generador (FAUG):** es la factura emitida por la Empresa Distribuidora a un Usuario-Generador, por el servicio de distribución y comercialización prestado, de acuerdo a su categoría tarifaria, derivada del registro mensual o bimestral del período de lectura correspondiente, incluyendo tasas, impuestos y demás cargos aplicables.

xv. **Cuenta de Valoración de Energía (CVE):** es el registro individual asociado a cada Usuario-Generador dentro de su cuenta de suministro, en el cual se contabilizan y acumulan, por período de facturación, los créditos originados por la valorización de la energía activa inyectada a la red, así como su

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE DEPTO. SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

COPIA FIEL

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

aplicación a la compensación de consumos y cargos conforme al régimen tarifario vigente.

### 3.3. RÉGIMEN TARIFARIO APLICABLE.

Los Usuarios-Generadores Individuales serán encuadrados dentro del Régimen Tarifario vigente de la Empresa Distribuidora, conforme a la categoría tarifaria que corresponda a su suministro, resultando de aplicación los cargos previstos en el cuadro tarifario vigente, con los ajustes derivados del presente esquema de compensación.

La incorporación al régimen de Generación Distribuida no altera por sí misma la categoría tarifaria del usuario ni su encuadramiento dentro de la estructura tarifaria general, salvo en aquellos casos en que, por las características del suministro o por autorización específica, corresponda un tratamiento particular previsto en el presente Capítulo.

### 3.4. MEDICIÓN Y VARIABLES ELÉCTRICAS.

La medición de la energía activa y reactiva demandada e inyectada se realizará mediante equipamiento de Medición Bidireccional que cumpla con las condiciones técnicas y metrológicas establecidas por la normativa aplicable.

La Empresa Distribuidora habilitará para cada usuario generador una Cuenta de Valoración de Energía (CVE), en la que se registrarán todos los movimientos físicos y económicos asociados al suministro, con una disponibilidad histórica mínima de veinticuatro (24) meses.

En los Usuarios-Generadores Individuales, la potencia máxima de inyección admisible no podrá superar la potencia contratada o la máxima correspondiente a su categoría tarifaria, según corresponda. Cuando el usuario pretenda habilitar una capacidad de inyección superior, deberá tramitar previamente la factibilidad técnica y, en su caso, la adecuación de su condición de suministro. En consecuencia, para los Usuarios-Generadores Individuales no se prevé un esquema de penalización por excedente de potencia inyectada, sino una restricción de admisibilidad sujeta a autorización previa.

Los costos asociados a la adecuación de la acometida, la instalación del equipamiento de medición bidireccional y el arancel de conexión correspondiente serán a cargo del Usuario-Generador, conforme a las condiciones técnicas, comerciales y tarifarias aprobadas por la autoridad competente y de acuerdo a la normativa aplicable.

### 3.5. CRITERIOS REGULATORIOS PARA PEQUEÑAS DEMANDAS.

La incorporación de sistemas de Generación Distribuida en usuarios de pequeña demanda no implicará, en principio, la introducción de cargos por potencia cuando dichos cargos no formen parte de la estructura tarifaria vigente del suministro. En estos casos, deberá preservarse la simplicidad del esquema tarifario, evitando la incorporación de señales económicas cuya complejidad resulte desproporcionada en relación con la escala del usuario y los costos efectivamente involucrados en la prestación del servicio.

Dra. ADRIANA PATRICIA CORTES
PRESIDENTE DEL DIRECTORIO
ERSEPT

ENTE ÚNICO DE CONTROL Y REGULACIÓN DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS PROVINCIALES DE TUCUMÁN
ERSEPT

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

A tal efecto, y en línea con la evidencia regulatoria comparada, no se considerará necesaria la implementación de cargos por potencia ni de esquemas de medición de demanda en segmentos de baja tensión como condición para la incorporación de la Generación Distribuida. Por el contrario, se procurará mantener estructuras tarifarias simples, priorizando la facilidad de implementación, la transparencia para el usuario y la proporcionalidad en la asignación de costos, conforme a las prácticas observadas en distintas jurisdicciones internacionales.

En consecuencia, el mantenimiento de esquemas tarifarios simplificados para los Usuarios-Generadores de pequeña demanda resulta consistente con los principios de eficiencia regulatoria, equidad y viabilidad operativa. Sin perjuicio de ello, la Autoridad Regulatoria deberá establecer mecanismos de seguimiento y evaluación periódica, a fin de analizar la evolución de la penetración de la Generación Distribuida y sus efectos sobre la sostenibilidad económica del servicio público de distribución, así como sobre la eventual asignación de costos entre usuarios.

### 3.6. ZONAS ESTRATÉGICAS.

Podrán establecerse incentivos económicos diferenciales y transitorios para usuarios generadores ubicados en zonas estratégicas de la red de distribución, en la medida en que su localización contribuya a mejorar el desempeño del sistema eléctrico. En particular, podrán ser objeto de una señal de precio adicional aquellos emplazamientos que permitan reducir pérdidas, diferir inversiones en infraestructura o mitigar restricciones operativas, reflejando así su mayor valor sistémico.

A tal efecto, se aplicará un coeficiente $\lambda$ de variación según la región geográfica de inyección. Dicho coeficiente no podrá superar el valor de 1,20 (uno con veinte) cuando el punto de inyección se encuentre vinculado al sistema de distribución interconectado al Sistema Argentino de Interconexión (SADI), ni el valor de 2,00 (dos) cuando el punto de inyección se encuentre aislado del SADI. En ambos casos, su aplicación tendrá carácter transitorio y no podrá extenderse por un período superior a veinticuatro (24) meses.

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE CUERPO SUPERIOR ADMINISTRATIVA
ERSEPT

### 3.7. CRÉDITO POR ENERGÍA ACTIVA INYECTADA A LA RED.

Los créditos por energía inyectada a la red (CEaI) se determinarán para cada período de facturación como el producto entre la energía activa efectivamente inyectada y el precio de la energía inyectada correspondiente al período.

En términos generales:

$$CEaI_p = EaI_p \cdot PI_p$$

COPIA FIEL

Donde:

- $CEaI_p$: Crédito por Energía Activa Inyectada a la red en el período $p$, expresado en pesos ($);
- $EaI_p$: Energía activa inyectada a la red en el período $p$, expresada en kWh;



Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

- $PI_p$: Precio de la energía inyectada correspondiente al período $p$, expresado en $/kWh.

Cuando corresponda, el precio de la energía inyectada incorporará el factor de variación regional λ, de conformidad con la metodología prevista en la Sección 3.6.

El Crédito por Energía Activa Inyectada será aplicado como crédito a favor del usuario generador para la compensación de los importes facturados en el período correspondiente.

Los saldos no compensados, definidos como Saldo de Créditos por Energía Inyectada a la Red (Saldo CEaI), no estarán sujetos a vencimiento ni caducidad y podrán ser aplicados a la compensación de facturaciones de períodos subsiguientes.

El Saldo CEaI se actualizará en cada período de facturación como la suma del saldo anterior y del Diferencial Económico por Energía (DEa) del período, siempre que este último resulte positivo. No se admitirán saldos de carácter negativo. En caso de que el DEa resulte negativo, el usuario generador deberá abonar la factura conforme al esquema tarifario vigente.

La Empresa Distribuidora establecerá, como mínimo, una instancia anual para la liquidación de los saldos no compensados. Asimismo, el usuario generador podrá ceder o transferir dichos saldos a otros suministros de su titularidad, previa comunicación fehaciente a la Empresa Distribuidora.

Cuando los saldos no compensados persistan luego de seis (6) facturaciones bimestrales o doce (12) facturaciones mensuales, deberán ser liquidados y abonados por la Empresa Distribuidora al usuario generador. A tales efectos, el usuario generador deberá informar una cuenta bancaria de su titularidad para la realización de las transferencias correspondientes.

## 3.8. METODOLOGÍA DE CÁLCULO DEL PRECIO DE LA ENERGÍA INYECTADA A LA RED.

### 3.8.1. OBJETIVO REGULATORIO.

En el marco del régimen tarifario aplicable a la Generación Distribuida, corresponde establecer un criterio de valorización de la energía inyectada a la red que resulte consistente con los principios de eficiencia económica, neutralidad respecto del costo de abastecimiento, simplicidad operativa y señales adecuadas para la localización de las inversiones.

A tal fin, el precio de la energía inyectada debe reflejar, con carácter general, el costo evitado de abastecimiento que la inyección distribuida genera para la distribuidora, evitando que la incorporación de usuarios-generadores altere indebidamente el costo medio de abastecimiento soportado por los usuarios no generadores.

Bajo este criterio, la valorización de la energía inyectada se construye a partir de tres componentes:

2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

- un precio base de energía evitada, representativo del costo de abastecimiento desde el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM);
- un ajuste por pérdidas técnicas evitadas, según el nivel de tensión en el cual la energía inyectada sustituye abastecimiento;
- un factor de variación regional, destinado a reflejar diferencias geográficas relevantes en el valor económico de la inyección.

### 3.8.2. CRITERIO GENERAL DE VALORIZACIÓN.

El precio de la energía inyectada por los usuarios-generadores se determinará conforme la siguiente expresión:

$$PI_{i,n,z}^{t} = PE_{i}^{t} \times KT_{n} \times \lambda_{z}$$

Donde:

- $PI_{i,n,z}^{t}$: precio de la energía inyectada por un usuario-generador en el tramo horario $i$, nivel de tensión $n$ y región geográfica $z$, expresado en $/kWh;
- $PE_{i}^{t}$: precio base de la energía evitada en el tramo horario $i$, correspondiente al período $t$, expresado en $/kWh;
- $KT_{n}$: coeficiente acumulado de pérdidas técnicas hasta el nivel de tensión $n$, excluyendo pérdidas no técnicas;
- $\lambda_{z}$: factor de variación según región geográfica de inyección.

De este modo, el precio reconocido al usuario-generador se corresponde con el costo de abastecimiento evitado por la distribuidora, ajustado por las pérdidas técnicas que se evitan al producir localmente la energía consumida y por las diferencias regionales que resulte pertinente reconocer.

### 3.8.3. DETERMINACIÓN DEL PRECIO BASE DE ENERGÍA EVITADA.

El precio base de la energía evitada $PE_{i}^{t}$ se calculará sobre la base de los componentes del costo de abastecimiento desde el MEM efectivamente evitables por la energía inyectada, conforme la siguiente formulación:

$$PE_{i}^{t} = (\$PEST_{i}^{t} + \$PET^{t}) \cdot \frac{Et_{i}^{t} - Ecn_{i}}{Et_{i}^{t}} + (Pecon_{i} + PAE_{i}) \cdot \frac{Ecn_{i}}{Et_{i}^{t}} + FNEE^{t} + \frac{\$GF^{(t-2)} + \$OtCargE^{t}}{\sum_{i} \quad Et_{i}^{t}}$$

Donde:

- $\$PEST_{i}^{t}$: precio estabilizado de la energía en el tramo horario $i$, vigente en el período $t$, expresado en $/kWh;
- $\$PET^{t}$: precio estabilizado del transporte, vigente en el período $t$, expresado en $/kWh;

Dra. ADRIANA RAQUEL OSORES
JEFA DE UNIDAD GESTIÓN ADMINISTRATIVA
ERSEPT

COPIA FIEL

- $Pecon_i$: precio monómico de contratos a término en el tramo horario $i$, expresado en $/kWh;
- $PAE_i$: precio adicional de la energía asociado al abastecimiento contratado en el MEM, expresado en $/kWh;
- $FNEE^t$: aporte correspondiente al Fondo Nacional de la Energía Eléctrica, expresado en $/kWh;
- $\$GF^{(t-2)}$: cargos asociados a generación forzada y restricciones del sistema;
- $\$OtCargE^t$: otros cargos asociados al abastecimiento de energía en el MEM;
- $Et_i^t$: demanda total prevista de energía al MEM en el tramo horario $i$;
- $Ecn_i$: energía contratada en el mercado a término en el tramo horario $i$.

### 3.8.4. COMPONENTES INCLUIDOS Y EXCLUIDOS.

La fórmula precedente responde al criterio de costo evitado del abastecimiento desde el MEM. En consecuencia, se incluyen en el precio base aquellos componentes que la distribuidora deja efectivamente de afrontar, en términos medios, como consecuencia de la energía aportada por el usuario-generador.

Se consideran incluidos en el precio base:

- el precio estabilizado de la energía;
- el precio estabilizado del transporte;
- los costos asociados a contratos a término;
- los cargos adicionales de energía correspondientes al MEM;
- el aporte al Fondo Nacional de la Energía Eléctrica;
- los cargos sistémicos asociados a generación forzada y otros cargos del mercado mayorista.

No se incorporan al precio base:

- los costos de generación propia y de compra de energía fuera del MEM, en tanto su reconocimiento se instrumentará a través del factor regional $\lambda_z$;
- las pérdidas no técnicas;
- los componentes de balance del precio de energía, en tanto no forman parte de la presente formulación general del costo base corriente de abastecimiento utilizado para la valorización de la energía inyectada.

### 3.8.5. AJUSTE POR PÉRDIDAS TÉCNICAS EVITADAS.

La energía inyectada por usuarios-generadores reduce los requerimientos de abastecimiento desde niveles superiores de la red y evita, en consecuencia, parte de las pérdidas técnicas asociadas al suministro de la demanda.

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

A efectos de reflejar dicho beneficio económico, el precio base de la energía evitada se ajustará mediante el coeficiente $KT_n$, correspondiente al nivel de tensión en el cual se conecta el usuario-generador.

Este coeficiente deberá representar exclusivamente las pérdidas técnicas acumuladas hasta el nivel de tensión correspondiente, excluyendo en todos los casos las pérdidas no técnicas.

En consecuencia:

- para usuarios-generadores conectados en **Media Tensión**, se aplicará el coeficiente $KT_{MT}$;
- para usuarios-generadores conectados en **Baja Tensión**, se aplicará el coeficiente $KT_{BT}$.

La determinación concreta de dichos coeficientes deberá efectuarse a partir de la apertura de pérdidas reconocidas en la revisión tarifaria, considerando únicamente sus componentes técnicos.

### 3.8.6. FACTOR REGIONAL DE VARIACIÓN $\lambda_z$

Con el objeto de reconocer diferencias geográficas en el valor económico de la energía inyectada, se incorpora el factor $\lambda_z$, definido como un factor de variación según región geográfica de inyección.

Este factor permite reflejar, de manera general y ex ante, que la energía inyectada no necesariamente posee igual valor en todas las áreas de la concesión, especialmente cuando su incorporación permite sustituir abastecimiento de mayor costo relativo o mejorar condiciones de suministro en determinadas regiones.

La utilización de $\lambda_z$ permite, además, evitar la incorporación directa de costos de abastecimiento fuera del MEM dentro del precio base general, preservando la consistencia conceptual de este último con el criterio de costo evitado del abastecimiento mayorista.

### 3.8.7. CRITERIOS DE IMPLEMENTACIÓN.

La metodología propuesta presenta las siguientes ventajas regulatorias:

- mantiene una estructura general simple y replicable;
- preserva la consistencia con el criterio de costo evitado del abastecimiento;
- permite reconocer pérdidas técnicas evitadas sin incluir pérdidas no técnicas;
- admite señales regionales diferenciadas mediante un factor específico y transparente;
- evita trasladar al precio de la energía inyectada componentes ajenos al abastecimiento evitado corriente.

En este marco, la definición de $KT_n$ y $\lambda_z$ deberá realizarse de manera objetiva, general y ex ante, evitando determinaciones caso por caso o mecanismos que introduzcan discrecionalidad excesiva en la valorización de la energía inyectada.

### 3.8.8. SÍNTESIS METODOLÓGICA.

COPIA FIEL
Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT
Ing. JOSE RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

En consecuencia, el precio de la energía inyectada por usuarios-generadores se determinará mediante una metodología compuesta por:

- un precio base representativo del costo evitado de abastecimiento desde el MEM;
- un ajuste por pérdidas técnicas evitadas según nivel de tensión;
- un factor multiplicativo de variación regional.

La expresión resultante es la siguiente:

$$PI_{i,n,z}^{t} = PE_{i}^{t} \times KT_{n} \times \lambda_{z}$$

Este esquema permite compatibilizar los objetivos de eficiencia, neutralidad económica, simplicidad regulatoria y reconocimiento de diferencias territoriales relevantes, constituyendo una base razonable para la valorización de la energía inyectada en el régimen tarifario de Generación Distribuida.

### 3.9. RÉGIMEN TARIFARIO DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA.

Los Usuarios-Generadores Individuales serán clasificados en clientes de pequeña, mediana o gran demanda conforme al Régimen Tarifario vigente de EDET S.A., debiendo abonar todos los cargos que correspondan a la categoría tarifaria en la que resulten encuadrados, con los ajustes establecidos en el presente régimen.

La compensación económica derivada de la energía activa inyectada a la red se instrumentará mediante la determinación del Crédito por Energía Activa Inyectada (CEaI), el cual se imputará a la factura del período correspondiente, conforme a las reglas específicas aplicables a cada categoría tarifaria.

### 3.9.1. PEQUEÑAS DEMANDAS.

Los usuarios generadores encuadrados en categorías de pequeña demanda continuarán sujetos a la estructura tarifaria correspondiente a su suministro, sin que la incorporación al régimen de Generación Distribuida altere, por sí misma, dicha categoría tarifaria. En el caso de usuarios comprendidos en las categorías T1-R y T1-G, resultarán aplicables los cargos tarifarios vigentes, con más el mecanismo de compensación previsto en el presente régimen.

### FACTURACIÓN POR CONSUMOS DE ENERGÍA.

La facturación por los consumos de energía en el período $p$ comprenderá todos los cargos asociados a la categoría tarifaria $k$ en la que resulte encuadrado el usuario generador, incluyendo impuestos, tasas y demás conceptos aplicables, conforme al cuadro tarifario vigente.

Para:

$$k = T1 - R1\ a\ T1 - R4,\ T1 - RP,\ T1 - G1\ a\ T1 - G4,\ T1 - GP$$

### CRÉDITO POR ENERGÍA ACTIVA INYECTADA.

Dra. ADRIANA ISABEL CORREA
JEFA DEPARTAMENTO ADMINISTRATIVA
ERSEPT

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

El Crédito por Energía Activa Inyectada correspondiente al usuario de categoría $k$ en el período $p$ se determinará como:

$$CEaI_{k,p} = EaI_{k,p} \cdot PI_{k,p}$$

Donde:

- $EaI_{k,p}$: Energía Activa Inyectada del usuario de la categoría $k$en el período $p$, expresada en kWh;
- $PI_{k,p}$: precio de la energía inyectada aplicable al usuario de la categoría $k$ en el período $p$, expresado en $/kWh.

**COMPOSICIÓN DE LA FACTURA DEL USUARIO GENERADOR.**

El importe del Crédito por Energía Activa Inyectada del período $p$, junto con el saldo de créditos no compensados proveniente del período anterior, se imputará como crédito a favor del usuario generador en la factura del período. Si el monto total de los créditos superara el importe a facturar, el total a pagar de la factura del período será igual a cero, y la diferencia se acumulará como saldo de créditos para períodos subsiguientes.

**3.9.2. MEDIANAS DEMANDAS (T2).**

Los usuarios generadores encuadrados en la categoría T2 continuarán sujetos al régimen tarifario correspondiente a medianas demandas, incluyendo los cargos asociados al suministro y el mecanismo de compensación económica por energía activa inyectada previsto en el presente régimen.

**FACTURACIÓN POR CONSUMOS DE ENERGÍA Y POTENCIA.**

La facturación por los consumos de energía y potencia de los usuarios generadores encuadrados en la categoría T2 en el período $p$ contemplará todos los cargos asociados a dicha categoría tarifaria, incluyendo impuestos, tasas y demás conceptos aplicables, conforme al cuadro tarifario vigente.

**CRÉDITO POR ENERGÍA ACTIVA INYECTADA**

El Crédito por Energía Activa Inyectada correspondiente al usuario de categoría T2 en el período $p$se determinará como:

$$CEaI_{T2,p} = EaI_{T2,p} \cdot PI_{T2,p}$$

Donde:

- $EaI_{T2,p}$: Energía Activa Inyectada en el período $p$, expresada en kWh;
- $PI_{T2,p}$: precio de la energía inyectada aplicable a la categoría T2 en el período $p$, expresado en $/kWh.

**COMPOSICIÓN DE LA FACTURA DEL USUARIO GENERADOR.**

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

COPIA FIEL

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

El Crédito por Energía Activa Inyectada del período p, junto con los saldos no compensados de períodos anteriores, se imputará a la factura del usuario en los mismos términos previstos para las pequeñas demandas. En caso de resultar un crédito superior al importe facturado, el total a pagar de la factura será igual a cero y el excedente se acumulará como saldo para períodos futuros.

### 3.9.3. GRANDES DEMANDAS (T4-BT y T4-MT).

Los usuarios generadores encuadrados en la categoría T4, tanto en Baja Tensión (T4-BT) como en Media Tensión (T4-MT), continuarán sujetos al régimen tarifario correspondiente a grandes demandas, considerando la diferenciación horaria prevista en el cuadro tarifario vigente y el mecanismo de compensación por energía activa inyectada establecido en el presente régimen.

### FACTURACIÓN POR CONSUMOS DE ENERGÍA Y POTENCIA.

La facturación por los consumos de energía y potencia de los usuarios generadores encuadrados en la categoría T4 en el período $p$, tanto en Baja Tensión como en Media Tensión, se realizará conforme al régimen tarifario vigente de EDET S.A., considerando los distintos tramos horarios definidos en el mismo e incluyendo los impuestos, tasas y demás conceptos que correspondan.

### CRÉDITO POR ENERGÍA ACTIVA INYECTADA.

El Crédito por Energía Activa Inyectada correspondiente a los usuarios encuadrados en la categoría T4 se determinará como:

$$CEal_{k,j,p} = \sum_{i} \left(Eal_{k,j,i,p} \cdot PI_{k,j,i,p}\right)$$

Para:

$$k = T4, j = BT, MT, i = pico, resto, valle$$

Donde:

- $Eal_{k,j,i,p}$: Energía Activa Inyectada de la categoría $k$, en el nivel de tensión $j$, en el tramo horario $i$, durante el período $p$, expresada en kWh;
- $PI_{k,j,i,p}$: precio de la energía inyectada aplicable a la categoría $k$, nivel de tensión $j$y tramo horario $i$, en el período $p$, expresado en $/kWh.

### COMPOSICIÓN DE LA FACTURA DEL USUARIO GENERADOR.

El Crédito por Energía Activa Inyectada del período p, junto con los saldos no compensados de períodos anteriores, se imputará a la factura del usuario en los mismos términos previstos para las restantes categorías. En caso de resultar un crédito superior al importe facturado, el total a pagar de la factura será igual a cero y el excedente se acumulará como saldo para períodos futuros.

2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

### 3.9.4 GRANDES DEMANDAS EN PEAJE (T6)

Cuando corresponda la aplicación de la Tarifa 6 - Peaje, el crédito por energía activa inyectada se determinará conforme a la metodología prevista para grandes demandas, con arreglo al cuadro tarifario específico que se apruebe para dicha categoría.

### 3.9.5. REGLA COMÚN DE COMPENSACIÓN Y SALDO

En todas las categorías tarifarias, la compensación económica entre la facturación del período y el Crédito por Energía Activa Inyectada se realizará de modo tal que:

- si el crédito total del período, sumado al saldo no compensado anterior, fuera inferior o igual al importe facturado, el usuario abonará la diferencia;
- si el crédito total del período, sumado al saldo no compensado anterior, fuera superior al importe facturado, el total a pagar de la factura será igual a cero y el excedente se acumulará como saldo de créditos no compensados para períodos posteriores.

Los saldos no compensados se regirán por lo dispuesto en la Sección 3.7 del presente Capítulo.

## 3.10 CRITERIO ADOPTADO POR ERSEPT PARA GENERACION DISTRIBUIDA COMUNITARIA

### 3.10.1 DEFINICIÓN Y ALCANCE

La Generación Distribuida Comunitaria (GDC) comprende los esquemas en los cuales dos (2) o más usuarios titulares de suministros del servicio público de distribución, con puntos de conexión diferenciados, o un mismo usuario con al menos dos (2) puntos de suministro independientes entre sí, participan de manera conjunta en un sistema de generación de energía a partir de fuentes renovables conectado a la red de distribución en el punto de suministro de uno de los usuarios integrantes.

A los efectos del presente régimen tarifario, la Generación Distribuida Comunitaria no constituye una nueva categoría de usuario final ni un sujeto tarifario autónomo respecto de los usuarios participantes, sino una modalidad de organización de la inyección y de asignación de los créditos derivados de la energía generada, valorizada y distribuida entre suministros existentes.

Cada usuario integrante del esquema comunitario mantiene:

- su potencia contratada individual;
- su categoría tarifaria;
- y su relación contractual directa con la Empresa Distribuidora.

### 3.10.2 POTENCIA CONTRATADA Y POTENCIA DE INYECCIÓN

En los esquemas de Generación Distribuida Comunitaria, la potencia máxima del sistema de generación no podrá superar la suma de las potencias contratadas de los usuarios participantes. En el caso de usuarios de pequeñas demandas que no contraten potencia, se considerará como referencia la potencia máxima correspondiente a su categoría tarifaria.

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT



COPIA FIEL

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

Sin perjuicio de ello, la potencia máxima admisible en el punto de conexión quedará sujeta a la factibilidad técnica que determine la Empresa Distribuidora, considerando la capacidad disponible de la red, las condiciones de seguridad, calidad del servicio y operación del sistema.

Cuando la habilitación de la inyección requiera obras de adecuación, ampliación o refuerzo de la red de distribución, dichas obras serán financiadas íntegramente por el proyecto comunitario, con carácter no reembolsable. Una vez incorporadas a la red, tales instalaciones pasarán a ser operadas y mantenidas por la Empresa Distribuidora, en su carácter de concesionaria del servicio público.

La participación en un esquema comunitario no modifica por sí misma la potencia contratada individual de los usuarios participantes ni su encuadre tarifario individual.

### 3.10.3 PUNTO DE CONEXIÓN DEL SISTEMA COMUNITARIO

El sistema de Generación Distribuida Comunitaria se vinculará físicamente a la red a través de un punto de conexión específico, correspondiente al suministro en el cual se emplaza la instalación de generación.

Dicho punto de conexión quedará sujeto a un cargo fijo específico, determinado en función de la potencia máxima de inyección habilitada, destinado a cubrir los costos permanentes asociados a:

- medición;
- administración;
- operación;
- mantenimiento ordinario;
- y demás costos permanentes vinculados al punto de conexión.

La determinación concreta de este cargo fijo se realizará conforme al cuadro tarifario que se apruebe al efecto.

La remuneración del capital regulatorio sobre las obras de adecuación o ampliación financiadas por terceros deberá tratarse separadamente en el marco de la RTI, evitando reconocer remuneración al capital sobre inversiones financiadas por usuarios cuando ello no corresponda.

### 3.10.4 PRECIO DE LA ENERGÍA INYECTADA DEL SISTEMA COMUNITARIO

La energía inyectada por el sistema comunitario será valorizada conforme a la misma metodología general aplicable al precio de la energía inyectada, considerando la categoría tarifaria y el nivel de tensión correspondientes al punto de conexión del sistema de generación.

En consecuencia, el precio de la energía inyectada por el sistema comunitario en el tramo horario i, nivel de tensión n, región geográfica z y período t, se determinará conforme a la siguiente expresión:

E.R.S.E.P.T. FOLIO Nº 4339

$$PI^{t}_{i,n,z} = PE^{t}_{i} \times KT_{n} \times \lambda_{z}$$

donde:

- $PI^{t}_{i,n,z}$: precio de la energía inyectada, expresado en $/kWh;
- $PE^{t}_{i}$: precio base de la energía evitada en el tramo horario $i$, determinado sobre la base del costo evitado de abastecimiento desde el MEM;
- $KT_{n}$: coeficiente acumulado de pérdidas técnicas hasta el nivel de tensión $n$, excluyendo pérdidas no técnicas;
- $\lambda_{z}$: factor de variación según región geográfica de inyección.

Cuando el punto de conexión del sistema comunitario quede comprendido en categorías con diferenciación horaria, la valorización de la energía inyectada deberá realizarse por tramo horario conforme al régimen tarifario vigente.

### 3.10.5 DETERMINACION DEL CREDITO POR ENERGÍA INYECTADA DEL SISTEMA COMUNITARIO

El crédito bruto por energía activa inyectada del sistema comunitario en el período $p$, denominado $CEaI^{bruto}_{c,p}$, se determinará conforme a la energía efectivamente inyectada y al precio de la energía inyectada aplicable al punto de conexión.

### 3.10.6 MEDIANAS DEMANDAS (T2)

Para sistemas comunitarios encuadrados en la categoría T2:

$$CEaI^{bruto}_{c,p} = EaI_{c,p} \cdot PI_{c,p}$$

donde:

- $EaI_{c,p}$: energía activa inyectada por el sistema comunitario en el período $p$, expresada en kWh;
- $PI_{c,p}$: precio de la energía inyectada aplicable al sistema comunitario en el período $p$, expresado en $/kWh.

### 3.10.7 GRANDES DEMANDAS (T4-BT y T4-MT)

Para sistemas comunitarios encuadrados en la categoría T4:

$$CEaI^{bruto}_{c,p} = \sum_{i} \left(EaI_{c,i,p} \cdot PI_{c,i,p}\right)$$

donde:

- $EaI_{c,i,p}$: energía activa inyectada por el sistema comunitario en el tramo horario $i$, durante el período $p$, expresada en kWh;
- $PI_{c,i,p}$: precio de la energía inyectada aplicable al tramo horario $i$, expresado en $/kWh.

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

COPIA FIEL

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

### 3.10.8 DETERMINACION DEL CREDITO NO DISTRIBUIBLE

A efectos de obtener el crédito neto distribuible entre los usuarios participantes, del crédito bruto del sistema comunitario se detraerá el cargo fijo correspondiente al punto de conexión:

$$CEal_{c,p}^{neto} = CEal_{c,p}^{bruto} - CF_{c,p}$$

donde:

- $CEal_{c,p}^{neto}$: crédito neto distribuible del sistema comunitario en el período $p$;
- $CEal_{c,p}^{bruto}$: crédito bruto por energía activa inyectada del sistema comunitario;
- $CF_{c,p}$: cargo fijo específico correspondiente al punto de conexión del sistema comunitario en el período $p$.

La detracción del cargo fijo del punto de conexión respecto del crédito bruto del sistema comunitario tiene por objeto internalizar, dentro del propio esquema comunitario, los costos permanentes asociados al vínculo físico de inyección con la red, sin alterar la estructura tarifaria individual de los usuarios participantes.

Si el resultado fuese negativo, el crédito neto distribuible será igual a cero.

### 3.10.9 ASIGNACIÓN DE LOS CRÉDITOS ENTRE USUARIOS PARTICIPANTES

El crédito neto distribuible del sistema comunitario será asignado entre los usuarios participantes conforme a los coeficientes de participación definidos en la solicitud del usuario-generador comunitario.

Para cada usuario $i$integrante del esquema, el crédito asignado en el período $p$se determinará como:

$$CEal_{i,p} = \alpha_i \cdot CEal_{c,p}^{neto} con \sum_i \quad \alpha_i = 1$$

donde:

- $\alpha_i$: coeficiente de participación del usuario $i$;
- $CEal_{i,p}$: crédito por energía activa inyectada asignado al usuario $i$ en el período $p$.

La asignación de créditos tendrá exclusivamente efectos económicos y tarifarios. No modifica la categoría tarifaria individual de los usuarios participantes ni altera su condición contractual frente a la Empresa Distribuidora.

### 3.11 FACTURACIÓN

La facturación de los usuarios integrantes de esquemas de Generación Distribuida Comunitaria se realizará de manera individual, mediante la emisión de una factura por suministro y por período de facturación.

Dra. JUSTINA LAPEÑA ORTIZ
VOCAL DEL DIRECTORIO
ERSEPT

COPIA FIEL

2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

Una vez determinado el crédito asignado a cada usuario participante conforme a lo establecido precedentemente, resultarán aplicables, para cada suministro individual, las mismas reglas de compensación y facturación previstas para los usuarios-generadores individuales, de acuerdo con su categoría tarifaria.

La participación en un esquema de Generación Distribuida Comunitaria no altera la estructura tarifaria individual del usuario final, sino que introduce un mecanismo de determinación del crédito bruto del sistema comunitario, detracción del cargo fijo del punto de conexión y posterior asignación del crédito neto entre los usuarios participantes.

### 3.12 TRATAMIENTO IMPOSITIVO

La instrumentación económica del régimen de Generación Distribuida deberá realizarse de manera compatible con la normativa tributaria nacional, provincial y municipal vigente, así como con las disposiciones específicas aplicables al Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable Integrada a la Red Eléctrica Pública.

En particular, la compensación económica derivada de la energía inyectada a la red deberá implementarse sin alterar indebidamente la base imponible de los tributos aplicables al suministro eléctrico y de conformidad con el tratamiento fiscal que establezca la normativa vigente en cada jurisdicción.

Sin perjuicio de ello, corresponde señalar que el régimen nacional de Generación Distribuida contempla instrumentos promocionales y disposiciones específicas de naturaleza tributaria, cuya aplicación deberá observarse en cada caso conforme a la normativa vigente y a la interpretación de las autoridades competentes.

### 3.13 SEGUIMIENTO REGULATORIO Y ETAPA INICIAL DE IMPLEMENTACIÓN

La implementación inicial del régimen de Generación Distribuida en la Provincia de Tucumán debe compatibilizar el desarrollo de nuevas modalidades de autoconsumo e inyección con la necesidad de preservar la sostenibilidad económica del servicio público de distribución, la adecuada asignación de costos entre usuarios y la operación segura y eficiente de la red. En tal sentido, y considerando el carácter incipiente de estas modalidades en el ámbito provincial, resulta razonable adoptar un enfoque regulatorio gradual que permita acompañar su expansión, evaluar sus efectos y, en su caso, introducir oportunamente los ajustes que correspondan.

En particular, el mantenimiento de esquemas tarifarios simples para usuarios de pequeña demanda, así como la incorporación de mecanismos específicos para modalidades de generación distribuida comunitaria, exige preservar condiciones de seguimiento regulatorio que permitan evaluar, conforme evolucione la penetración de la Generación Distribuida, sus efectos sobre la sostenibilidad económica del servicio de distribución, la utilización de la red y la eventual transferencia de costos al resto de los usuarios.

Con el objeto de monitorear dichos efectos en el ámbito de la Provincia de Tucumán, se propone encuadrar inicialmente el desarrollo de la Generación Distribuida bajo un

Dra. ADRIANA MABEL OSORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

COPIA FIEL

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

esquema de sandbox regulatorio, aplicable durante el presente período tarifario o hasta que la potencia total habilitada de Generación Distribuida alcance el cinco por ciento (5%) de la demanda máxima registrada en la provincia, lo que ocurra primero.

En consecuencia, durante esta etapa inicial se establece como límite global para la incorporación de Generación Distribuida una potencia total equivalente al cinco por ciento (5%) de la demanda máxima provincial. Alcanzado dicho umbral, el régimen deberá ser objeto de revisión específica por parte de la Autoridad Regulatoria, a fin de evaluar su continuidad, adecuación o reformulación en función de los efectos observados sobre la operación de la red, la sostenibilidad económica del servicio y la asignación de costos entre usuarios.

## CAPÍTULO 4 – PROCEDIMIENTO ADMINISTRATIVO PARA EL TRATAMIENTO DE SOLICITUDES DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA BAJO LA FIGURA DE USUARIO-GENERADOR.

### 4.1. GENERALIDADES.

El Usuario-Generador que pretenda realizar la conexión de un Sistema de Generación a la red pública de distribución, deberá cumplir con los requerimientos y el procedimiento dispuesto en la normativa nacional aplicable, con las adaptaciones detalladas en el presente Capítulo.

La Empresa Distribuidora deberá proporcionar formalmente toda la información técnica pertinente que le sea requerida por un Usuario-Generador o quien detente su representación técnica, en cuanto se relacione a un Proyecto de Generación Eléctrica Distribuida.

Asimismo, el Usuario-Generador contará con el debido asesoramiento respecto a todos los trámites y presentaciones que forman parte del Procedimiento de Conexión, por medio de las Plataformas Web de EDET S.A. y del ERSEPT, o los canales debidamente autorizados por el Ente.

Todo usuario que pretenda convertirse en Usuario-Generador bajo el presente Régimen, deberá registrarse en la Plataforma Web ERSEPT con el fin de cumplir el procedimiento administrativo para obtener la autorización de conexión de un Sistema de Generación y el correspondiente Certificado Provincial de Usuario- Generador.

El Usuario-Generador deberá acreditar que la instalación del Sistema de Generación que se conectará a la Red de distribución se realice respetando la Reglamentación vigente y bajo la responsabilidad de un Representante Técnico.

El Usuario-Generador designará el Representante Técnico, quien deberá estar inscripto en el Registro Provincial Obligatorio de Instaladores Habilitados a realizar Instalaciones de Generación Distribuida que a tal efecto llevará el ERSEPT. La búsqueda se realizará mediante el CUIL/CUIT del Representante Técnico.

Dra. ADRIANA INES COCCO
INTERVENTORA CONSTITUCIONAL
ERSEPT

COPIA FIEL

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

La relación entre Usuarios-Generadores y de éstos con la Distribuidora quedará perfeccionada por medio de la suscripción del Contrato de Generación Eléctrica Distribuida cuyo contenido se encuentra definido en el presente Reglamento.

El Sub-Anexo 7.1 del presente Reglamento contiene el Flujograma del Procedimiento Administrativo detallado en este Capítulo.

**4.2. SOLICITUD DE FACTIBILIDAD TÉCNICA.**

El Procedimiento de autorización de conexión iniciará con la presentación por parte del Usuario-Generador o de su Representante Técnico del **Formulario I: Solicitud de Factibilidad Técnica – SFT**, cuyo contenido se encuentra detallado en el Sub-Anexo 7.2 del presente Reglamento.

Dicho formulario puede completarse digitalmente desde la Plataforma Web ERSEPT o la que en el futuro la reemplace, así como de manera presencial ante la Empresa Distribuidora, quien registrará digitalmente la solicitud en la plataforma mencionada.

El Usuario-Generador deberá completar dicho Formulario con la siguiente información:

1. IDENTIFICACIÓN DEL USUARIO

1.1. Nombre y Apellido/Razón social y CUIL/CUIT, los cuales deberán corresponder al Titular del suministro donde se pretende instalar el Sistema de Generación.

1.2. Domicilio.

1.3. Número de identificación de Suministro ante la Empresa Distribuidora.

1.4. Categoría Tarifaria.

1.5. Potencia contratada (kW), si la tuviere.

1.6. Datos de contacto: correo electrónico y número de teléfono. Las notificaciones que emita la Plataforma Web ERSEPT con motivo del presente trámite se entenderán válidamente cursadas a los datos de contacto denunciados.

2. IDENTIFICACIÓN DEL REPRESENTANTE TÉCNICO

2.1. Nombre y Apellido.

2.2. CUIT.

2.3. Datos de contacto: correo electrónico y número de teléfono.

3. UBICACIÓN DEL SISTEMA

3.1. Domicilio de emplazamiento: Calle, Numeración, Piso, Departamento (en caso de corresponder) y Código Postal del lugar donde se instalará el Sistema de Generación.

3.2. Departamento.

3.3. Localidad.

Dra. ADRIANA RAQUEL SOLORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

COPIA FIEL

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

2026.-

4. SISTEMA DE GENERACIÓN

4.1. Tipo de instalación:

- Nueva

- Pre-existente: en caso de instalaciones ya realizadas y a declarar bajo el presente Régimen

- Modificación del Equipo de Generación Distribuida ya instalado: en caso de modificaciones a instalaciones que actualmente se encuentren funcionando bajo el presente Régimen y posean su correspondiente Certificado de Usuario-Generador, cuyo número identificatorio deberá ser incluido.

4.2. Fuente de energía: Solar, Eólica, Biomasa, Hidráulica, Geotérmica, Otra.

4.3. Especificaciones Técnicas del Equipamiento a instalar:

4.3.1. Potencia Total de Generación (kW)

4.3.2. Potencia Total del/los Equipo/s de Acople (kW): Se refiere a la suma de las potencias nominales de los Equipos de Acople a la Red (inversores). Esta potencia será menor o igual a la potencia contratada, salvo en caso de contar con una autorización expresa del ERSEPT, supuesto en el cual deberá adjuntarse el correspondiente documento.

4.4. Modalidad de Conexión:

4.4.1. Usuario-Generador Individual o Usuario-Generador Colectivo, en este último caso deberá indicarse la cantidad de suministros asociados.

5. ARCHIVOS

5.1. Acreditación de Representación legal, en caso de corresponder.

5.2. Esquema Unifilar Eléctrico del Sistema de Generación, con esquema de conexiones en tableros con indicación de la capacidad nominal de los elementos de maniobra y protección previstos en la normativa vigente. Se debe indicar ubicación de tableros y medidores, ubicación del Sistema de Generación, potencia de generación instalada, tensión y corriente máxima en CC y AC. Este documento deberá estar firmado por el Representante Técnico.

5.3. Opcionalmente, el Usuario podrá adjuntar todo archivo que sea de interés para la Empresa Distribuidora.

5.4. En caso de que se haya solicitado una Potencia de Acople mayor a la contratada, será obligatorio adjuntar la autorización correspondiente del ERSEPT.

La SFT podrá ser objeto de observaciones por parte de la Empresa Distribuidora, las cuales versarán exclusivamente sobre los siguientes aspectos:

a) Información incompleta o errónea, en los términos exigidos por este Capítulo;

b) No encontrarse el equipamiento comprendido en lo indicado en el artículo 3°, inc. G) de la Ley N° 27.424;

Dra. ADRIANA ISABEL OGAS MEDINA
JEFA DE UNIDAD DE ASESORAMIENTO LEGAL
ERSEPT

c) No cumplir el equipamiento lo establecido en el "Capítulo 2- Condiciones Técnicas para la conexión a la red pública de distribución de Sistemas de Generación bajo la figura de Usuario-Generador" del presente Reglamento.

Será obligatorio para la Distribuidora fundamentar técnicamente las observaciones que efectuare. El Usuario puede proceder a presentar una nueva SFT, o en caso de no estar de acuerdo con lo observado por la Distribuidora, podrá ejercer su descargo ante el ERSEPT.

La evaluación y respuesta de la SFT al Usuario-Generador por parte de la Empresa Distribuidora no podrá superar el plazo de cinco (5) días hábiles.

La respuesta de la Distribuidora se efectuará a través de la Plataforma Web ERSEPT y se notificará por medio de los canales de comunicación denunciados por el Usuario al momento de iniciar el trámite.

Con la respuesta sin observaciones sobre la SFT por parte de la Distribuidora, una vez subsanadas las mismas o ante la falta de respuesta por parte de ésta en el plazo indicado, el Usuario se encontrará en condiciones de iniciar la gestión de la **Solicitud de Reserva de Potencia (Formulario 1A)** en el ámbito nacional, a través del ingreso a la Plataforma Digital de Acceso Público.

### 4.3. ESTUDIO DE LAS CONDICIONES TÉCNICAS DE CONEXIÓN A LA RED DE DISTRIBUCIÓN (ECT)

En el marco de las actuaciones en la Plataforma Web ERSEPT, la Empresa Distribuidora procederá a elaborar el **Estudio de las Condiciones Técnicas de conexión a la Red de distribución (ECT)**, en el cual desarrollará como mínimo los siguientes aspectos:

a) La ubicación geográfica del Punto de Suministro (PS) y sus características;

b) La capacidad de conexión;

c) En los casos que se realicen estudios de flujos de potencia se deberá presentar los resultados de los mismos, tensiones de nodo del sistema de distribución y niveles de carga, de la red asociada al Punto de Suministro;

d) De corresponder, detalle de las adecuaciones necesarias para la instalación de los equipos de Generación y/o Almacenamiento;

e) En caso de que del resultado del ECT surja la necesidad de obras adicionales en la red, éstas deberán corresponderse a obras de mínimo costo y la empresa Distribuidora estará obligada a justificarlas técnicamente, describiéndolas en detalle y adjuntando su valorización y proyecto.

La Empresa Distribuidora contará con un plazo de diez (10) días hábiles para la realización del ECT, contados desde la fecha de presentación de la SFT, prorrogable por diez (10) días hábiles, en la medida que se encuentre debidamente justificado.

Dra. ADRIANA ISABEL ASORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

COPIA FIEL

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

Finalizado el ECT, la Distribuidora confeccionará la **Respuesta a la Solicitud de Reserva de Potencia (Formulario 1B)** de la Plataforma Digital de Acceso Público, e incorporará ambos documentos a la Plataforma Web ERSEPT.

De esta manera, la Empresa Distribuidora comunicará por medio de la Plataforma Web ERSEPT el resultado del ECT al Usuario-Generador y al Ente Regulador, para que éste último tome conocimiento de la documentación técnica, informes y cualquier otro material generado durante el ECT, con el fin de garantizar que se cumplan las normativas vigentes y que el ERSEPT pueda supervisar y validar el procedimiento llevado a cabo, asegurando la correcta aplicación de las regulaciones en materia de Generación Distribuida.

El ERSEPT analizará y evaluará el ECT en un plazo máximo de diez (10) días hábiles.

En el supuesto de no estar de acuerdo con el resultado que surja del ECT elaborado por la Empresa Distribuidora, el Usuario-Generador o el Representante Técnico podrá solicitarle que reconsidere su decisión por medio de la Plataforma Web ERSEPT, para lo cual contará con un plazo de cinco (5) días hábiles computados desde la fecha de notificación del ECT. A tal efecto, en instancia revisora podrán adjuntarse nuevos elementos y/o antecedentes.

La Empresa Distribuidora tendrá un plazo máximo de cinco (5) días hábiles contados desde la fecha de Solicitud de reconsideración para responder el pedido realizado por el Usuario-Generador o su Representante Técnico.

El Usuario-Generador que no esté conforme con la decisión de la Distribuidora podrá ejercer el correspondiente descargo ante el ERSEPT a través de la Plataforma Web ERSEPT, y éste resolverá.

Cumplido el análisis del ECT por parte del ERSEPT y en caso de no existir impugnación alguna o resueltas las que se hubieran interpuesto, se notificará al Usuario-Generador y se adjuntará el Modelo de Contrato de Generación Eléctrica Distribuida a suscribir con la Empresa Distribuidora.

El ECT tendrá vigencia de un (1) año desde la fecha de notificación al Usuario-Generador o su Representante Técnico.

Con la notificación del ECT aprobado, o una vez resueltas las objeciones que hubieren, el Usuario-Generador se encontrará en condiciones de confeccionar a través de la Plataforma Digital de Acceso Público, junto a su Representante Técnico, la **Solicitud de Medidor Bidireccional (Formulario 2A)**.

En el marco de la instalación del Sistema de Generación por parte del Representante Técnico, se dispone la obligatoriedad de completar el **Formulario II: Declaración Jurada para puesta en servicio del Sistema de Generación**, cuyo contenido se encuentra detallado en el Sub-Anexo 7.3.

## 4.4. CONTRATO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA DISTRIBUIDA

Reunidas las condiciones establecidas en el ECT aprobado por el ERSEPT, el Usuario-Generador deberá suscribir el correspondiente Contrato de Generación Eléctrica Distribuida con la Empresa Distribuidora con el fin de establecer los derechos y obligaciones de ambas partes, cuyo contenido mínimo se encuentra contenido en el Sub-Anexo 7.4.

El Usuario-Generador y la Empresa Distribuidora deberán suscribir el referido convenio en un plazo que no podrá ser superior a cinco (5) días hábiles desde la notificación a las partes de la aprobación del ECT por parte del ERSEPT.

### 4.5. CONEXIÓN DEL SISTEMA DE MEDICIÓN

La Empresa Distribuidora procederá a la conexión del Sistema de Medición dentro del plazo indicado en el Contrato de Generación Eléctrica Distribuida, el cual no podrá ser superior a diez (10) días desde su celebración, todo ello en cumplimiento de las Condiciones Técnicas establecidas en el presente Reglamento.

Para la conexión a la Red del Sistema de Generación, el Representante Técnico del Usuario-Generador deberá verificar las condiciones y procedimientos técnicos detallados en el presente Reglamento.

La Distribuidora confeccionará la **Respuesta a la Solicitud de Medidor Bidireccional (Formulario 2B)** en el marco de la Plataforma Digital de Acceso Público, donde incluirá el número de medidor y la fecha de conexión.

Cumplido lo anteriormente expuesto, el Usuario-Generador podrá contar con el Certificado correspondiente (**Formulario 2C**) emitido por la autoridad de aplicación nacional, a través del cual se acreditará el cumplimiento con el procedimiento de alta de conexión realizado por la Plataforma Digital de Acceso Público.

En caso de que al momento de realizar la conexión se detectara apartamentos de lo indicado en el ECT u otra condición que surgiera de lo establecido en el presente Reglamento, la Empresa Distribuidora podrá oponerse a la realización de la conexión con debido fundamento técnico, comunicando tal situación al ERSEPT a través de la Plataforma Web ERSEPT.

En este supuesto, la empresa Distribuidora otorgará al Usuario-Generador un plazo de quince (15) días hábiles para que efectúe las correcciones que le fueran indicadas. De persistir las causales de rechazo, y siempre que se encuentren debidamente fundadas, se dejará sin efecto el Contrato de Generación Eléctrica Distribuida, en cumplimiento de la Cláusula de Rescisión por defectos al momento de la conexión.

La empresa Distribuidora deberá incorporar a la Plataforma Web ERSEPT la resolución del Contrato de Generación Eléctrica Distribuida describiendo detalladamente los fundamentos técnicos que dieron lugar.

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

COPIA FIEL

2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCIENTE
INTERVENTOR - ERSEPT

El Usuario-Generador podrá denunciar la oposición de la empresa Distribuidora a la conexión del Sistema de Generación ante el ERSEPT a través de la Plataforma Web ERSEPT, el cual resolverá sobre la misma.

Una vez habilitada la conexión del Sistema de Medición, la Empresa Distribuidora otorgará el Permiso de funcionamiento del Sistema de Generación Distribuida en paralelo con la Red y pondrá en servicio al Generador conectándolo a la Red de distribución.

El ERSEPT emitirá el correspondiente Certificado Provincial de Usuario-Generador, quien a su vez quedará incorporado al Registro Provincial de Usuarios Generadores de la Provincia de Tucumán (REPROUG).

El Usuario-Generador deberá disponer de un medio de comunicación adecuado que permita a la Empresa Distribuidora mantenerse en contacto con el responsable del funcionamiento del Sistema de Generación.

## CAPÍTULO 5 - CONTRATO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA DISTRIBUIDA

### 5.1. GENERALIDADES

El Contrato de Generación Eléctrica Distribuida es el vínculo legal que deberán celebrar Usuario-Generador y Empresa Distribuidora, cuyo contenido mínimo deberá contener las siguientes especificaciones:

a) Identificación de las partes;

b) Objeto;

c) Alcance;

d) Fuente de energía primaria aprovechada;

e) Potencia Instalada del Sistema de Generación;

f) Certificación del Equipo;

g) Condiciones de Operación y Mantenimiento del Sistema de Generación;

h) Puesta en Servicio;

i) Causales de Rescisión del Contrato;

j) Medición;

k) Facturación;

l) Acceso a la información;

m) Solución de conflictos;

n) Jurisdicción.

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

2026.-

El Contrato de Generación Eléctrica bajo Modalidad Distribuida se perfeccionará y tendrá plenos efectos desde la instalación del Medidor Bidireccional y no se encontrará sujeto a plazo de extinción, salvo la ocurrencia de alguna de las causales de suspensión o extinción que se detallan en este Reglamento, además de aquellos supuestos expresamente previstos que resulten de aplicación al Contrato de suministro eléctrico que tenga el Usuario con la Empresa Distribuidora. A su vez, todo aspecto operativo específico acordado entre las partes deberá constar y quedar debidamente reflejado en el Contrato.

El Contrato de Generación Eléctrica Distribuida es accesorio al Contrato que el Usuario tiene con la Empresa Distribuidora por la demanda de suministro eléctrico, de acuerdo con las previsiones del presente Reglamento.

## 5.2. DERECHOS Y OBLIGACIONES DE LAS PARTES

Sin perjuicio de lo estipulado en la normativa nacional y el presente Reglamento, junto a las disposiciones contenidas en el Contrato de Concesión, el Marco Regulatorio del Servicio de Distribución y Generación de Energía Eléctrica de la Provincia de Tucumán y la normativa que resulte aplicable a la relación entre la Empresa Distribuidora y los Usuarios respecto al servicio público de distribución de energía eléctrica, la Distribuidora y el Usuario-Generador tendrán los siguientes derechos y obligaciones en lo referente a la inyección de excedentes a la Red.

### 5.2.1. Derechos de la Empresa Distribuidora

a) Verificar el cumplimiento de los requisitos solicitados al Usuario-Generador listados en la normativa vigente.

b) Desconectar al Usuario-Generador de la red de distribución cuando se vulneren las condiciones técnicas establecidas en la normativa vigente.

### 5.2.2. Obligaciones de la Empresa Distribuidora

a) Comprar toda la energía que el Usuario-Generador inyecte a la Red de distribución, producto de la generación eléctrica de fuente renovable que resulte excedente sobre el autoconsumo en el Punto de Suministro o el Punto de Solo Inyección, bajo las condiciones establecidas en la normativa vigente.

b) Cumplir por sí y asegurar que el personal a su cargo cumpla con las condiciones establecidas en el presente Reglamento y demás normas del Régimen.

c) Autorizar y conectar al Usuario-Generador en los plazos determinados por el ERSEPT.

d) Garantizar la correcta medición y facturación de acuerdo con lo dispuesto en el Contrato de Concesión. En cuanto a la energía inyectada, deberá observarse lo previsto en el presente Reglamento y las normas complementarias o modificatorias.

### 5.2.3. Derechos del Usuario-Generador

2026.-

Ing. JOSE RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE UNIDAD GERENCIAL ADMINISTRATIVA
ERSEPT

COPIA FIEL

a) El uso de la Red de distribución libre de cargos adicionales para inyectar la energía excedente en su carácter de Usuario-Generador, de acuerdo con lo establecido en este Reglamento y las disposiciones complementarias.

b) La Cesión de Créditos acumulados por inyección de energía a otras Cuentas de Usuario-Generador o de Usuario, siempre que aquellas correspondan a clientes de la Empresa Distribuidora y el ERSEPT haya autorizado dicho mecanismo.

c) La Retribución de Créditos acumulados por la inyección de energía en la Red de distribución, según los mecanismos y plazos establecidos en el presente Reglamento.

**5.2.4. Obligaciones del Usuario-Generador**

a) Instalar Equipos de Generación Distribuida debidamente certificados y que cumplan los requisitos técnicos y especificaciones establecidas en el presente Reglamento y la normativa complementaria y modificatoria.

b) Mantener los Equipos de Generación Distribuida, elementos de protección, interconexión e instalación en general, en las condiciones de seguridad establecidos en la normativa vigente y de acuerdo con los manuales técnicos del fabricante de cada equipo o componente.

c) Comunicar a la Empresa Distribuidora, a través de los procedimientos y mecanismos establecidos en la reglamentación vigente, cualquier cambio en la potencia y tecnología utilizada, así como toda modificación, adición o sustitución de componentes que pretenda ser realizado sobre el Sistema de Generación instalado.

## 5.3. TRANSFERENCIA DEL CONTRATO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA DISTRIBUIDA O CAMBIO DE TITULARIDAD

Se entiende por transferencia o cesión del Contrato de Generación Eléctrica Distribuida al procedimiento aplicable a la Distribuidora para el Cambio de Titularidad del suministro de energía eléctrica.

El Usuario-Generador no podrá transferir o ceder el Contrato de Generación Eléctrica Distribuida sin autorización previa de la Distribuidora. El otorgamiento de la autorización se hará bajo la condición de que el cesionario, al momento de aceptar la cesión, deje constancia que asume los derechos y obligaciones correlativas derivadas del Contrato de Generación Eléctrica Distribuida vigente, pudiendo dicho cesionario, a su vez, ceder o transferir el Contrato cedido bajo la misma condición y bajo la autorización previa de la otra parte.

Es obligación de la Distribuidora informar al Usuario-Generador receptor del Contrato los derechos y obligaciones que este tiene sobre el Sistema de Generación instalado.

El procedimiento para la transferencia del Contrato de Generación Eléctrica bajo la Modalidad Distribuida o Cambio de Titularidad se efectuará de la forma y por los procedimientos establecidos para el Cambio de Titularidad del servicio por la demanda de

FOLIO Nº 4145

suministro de energía eléctrica, en lo que respecta a los términos, plazos, medios de comunicación, documentación y cualquier otra circunstancia aplicable.

### 5.4. SUSPENSIÓN DE LOS EFECTOS DEL CONTRATO

La Distribuidora podrá suspender el servicio en caso de que fehacientemente verifique que el Sistema de Generación del Usuario-Generador incumpla con alguna de las obligaciones del presente Reglamento o las normas que lo complementen, así como también en aquellos supuestos de suspensión del servicio contemplados para el suministro de energía eléctrica.

El procedimiento de suspensión del servicio se efectuará de la forma y por los procedimientos previstos para la suspensión del suministro de energía eléctrica, en lo que respecta a los términos, plazos, medios de comunicación, documentación y cualquier otra circunstancia aplicable.

### 5.5. EXTINCIÓN DEL CONTRATO

El Contrato de Generación Eléctrica Distribuida se extinguirá, cuando:

a) El Usuario-Generador haya incurrido en incumplimiento grave de alguna de las obligaciones a su cargo; debiendo asegurarse el derecho del Usuario-Generador a formular su descargo previo ante la Distribuidora y la debida intervención del ERSEPT al momento de dictaminar sobre la gravedad de tal conducta.

b) El Usuario-Generador haya manifestado expresamente su voluntad de extinguir el contrato.

De acuerdo con lo establecido en el inciso b), cuando el Usuario-Generador manifieste su voluntad de extinguir el contrato sin expresión de causa, el procedimiento aplicable a tales fines será equivalente a aquel previsto para la baja del suministro de energía eléctrica contratada para la demanda, respecto a los términos, plazos, medios de comunicación y cualquier otra circunstancia aplicable.

## CAPÍTULO 6 - REGISTRO PROVINCIAL DE USUARIOS-GENERADORES DE ENERGÍAS RENOVABLES (REPROUG)

### 6.1. OBJETIVO Y ALCANCE

La obtención del Certificado Provincial de Usuario-Generador y consecuente inscripción en el REPROUG será necesaria a fin de verificar el cumplimiento de los requerimientos establecidos en el mencionado Reglamento, así como la aplicabilidad de los beneficios impositivos y regímenes de promoción dispuestos en el orden local.

Dra. ADRIANA ISABEL OLMOS
JEFA DE DPTO. GESTIÓN ADMINISTRATIVA
ERSEPT

### 6.2. PERMANENCIA EN EL REPROUG

La permanencia en el REPROUG queda sujeta a la observancia y cumplimiento del procedimiento administrativo detallado en el Capítulo 4 del presente Reglamento.

COPIA FIEL

2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

El ERSEPT se encuentra facultado para suspender y eventualmente excluir a aquellos Usuarios-Generadores integrantes del REPROUG que se compruebe que han incurrido en alguna de las faltas mencionadas en la normativa aplicable al citado Régimen.

Detectado el incumplimiento, el ERSEPT intimará al Usuario-Generador para que en el plazo de cinco (5) días formule su descargo y, en caso de ser posible por el tipo de incumplimiento, lo subsane. Podrá fijarse un plazo mayor si la naturaleza del incumplimiento a subsanar lo requiriese. Vencido el plazo otorgado, el ERSEPT resolverá.

El Usuario-Generador incorporado al REPROUG será responsable de mantener actualizada la información personal suministrada, la cual deberá autogestionar desde la Plataforma Web ERSEPT.

Es responsabilidad exclusiva entre la Empresa Distribuidora y el Representante Técnico dar cumplimiento al vínculo de datos dentro del procedimiento.

### 6.3. DESVINCULACIÓN DEL REPROUG

Todo Usuario-Generador incorporado al REPROUG podrá solicitar la baja de dicho Registro, para lo cual deberá enviar una solicitud de desvinculación a través de los medios de comunicación habilitados a tal fin.

## CAPÍTULO 5 – CONTRATO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA DISTRIBUIDA

### 5.1. GENERALIDADES

El Contrato de Generación Eléctrica Distribuida es el vínculo legal que deberán celebrar Usuario-Generador y Empresa Distribuidora, cuyo contenido mínimo deberá contener las siguientes especificaciones:

a) Identificación de las partes;

b) Objeto;

c) Alcance;

d) Fuente de energía primaria aprovechada;

e) Potencia Instalada del Sistema de Generación / Almacenamiento;

f) Certificación del Equipo;

g) Punto de Suministro / Punto Solo Inyección;

Ing. ADRIANA INES CORTES
ERSEPT

h) Condiciones de Operación y Mantenimiento del Sistema de Generación;

i) Puesta en Servicio;

j) Causales de Rescisión del Contrato;

k) Medición;

l) Facturación;

m) Acceso a la información;

n) Solución de conflictos;

o) Jurisdicción.

El Contrato de Generación Eléctrica bajo Modalidad Distribuida se perfeccionará y tendrá plenos efectos desde la instalación del Medidor Bidireccional y no se encontrará sujeto a plazo de extinción, salvo la ocurrencia de alguna de las causales de suspensión o extinción que se detallan en este Reglamento, además de aquellos supuestos expresamente previstos que resulten de aplicación al Contrato de suministro eléctrico que tenga el Usuario con la Empresa Distribuidora. A su vez, todo aspecto operativo específico acordado entre las partes deberá constar y quedar debidamente reflejado en el Contrato.

El Contrato de Generación Eléctrica Distribuida es accesorio al Contrato que el Usuario tiene con la Empresa Distribuidora por la demanda de suministro eléctrico, de acuerdo con las previsiones del presente Reglamento.

## 5.2. DERECHOS Y OBLIGACIONES DE LAS PARTES

Sin perjuicio de lo estipulado en la normativa nacional y el presente Reglamento, junto a las disposiciones contenidas en el Contrato de Concesión, el Marco Regulatorio del Servicio de Distribución y Generación de Energía Eléctrica de la Provincia de Tucumán y la normativa que resulte aplicable a la relación entre la Empresa Distribuidora y los Usuarios respecto al servicio público de distribución de energía eléctrica, la Distribuidora y el Usuario-Generador tendrán los siguientes derechos y obligaciones en lo referente a la inyección de excedentes a la Red.

### 5.2.1. Derechos de la Empresa Distribuidora

a) Verificar el cumplimiento de los requisitos solicitados al Usuario-Generador listados en la normativa vigente.

b) Desconectar al Usuario-Generador de la red de distribución cuando se vulneren las condiciones técnicas establecidas en la normativa vigente.

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

### 5.2.2. Obligaciones de la Empresa Distribuidora

a) Comprar toda la energía que el Usuario-Generador inyecte a la Red de distribución, producto de la generación eléctrica de fuente renovable que resulte excedente sobre el autoconsumo en el Punto de Suministro, bajo las condiciones establecidas en la normativa vigente.

COPIA FIEL

b) Cumplir por sí y asegurar que el personal a su cargo cumpla con las condiciones establecidas en el presente Reglamento y demás normas del Régimen.

c) Autorizar y conectar al Usuario-Generador en los plazos determinados por el ERSEPT.

d) Garantizar la correcta medición y facturación de acuerdo con lo dispuesto en el Contrato de Concesión. En cuanto a la energía inyectada, deberá observarse lo previsto en el presente Reglamento y las normas complementarias o modificatorias.

**5.2.3. Derechos del Usuario-Generador:**

a) El uso de la Red de distribución libre de cargos adicionales para inyectar la energía excedente en su carácter de Usuario-Generador, de acuerdo con lo establecido en este Reglamento y las disposiciones complementarias.

b) La Cesión de Créditos acumulados por inyección de energía a otras Cuentas de Usuario-Generador o de Usuario, siempre que aquellas correspondan a clientes de la Empresa Distribuidora y el ERSEPT haya autorizado dicho mecanismo.

c) La Retribución de Créditos acumulados por la inyección de energía en la Red de distribución, según los mecanismos y plazos establecidos en el presente Reglamento.

**5.2.4. Obligaciones del Usuario-Generador:**

a) Instalar Equipos de Generación Distribuida debidamente certificados y que cumplan los requisitos técnicos y especificaciones establecidas en el presente Reglamento y la normativa complementaria y modificatoria.

b) Mantener los Equipos de Generación Distribuida, elementos de protección, interconexión e instalación en general, en las condiciones de seguridad establecidos en la normativa vigente y de acuerdo con los manuales técnicos del fabricante de cada equipo o componente.

c) Comunicar a la Empresa Distribuidora, a través de los procedimientos y mecanismos establecidos en la reglamentación vigente, cualquier cambio en la potencia y tecnología utilizada, así como toda modificación, adición o sustitución de componentes que pretenda ser realizado sobre el Sistema de Generación instalado.

## 5.3. TRANSFERENCIA DEL CONTRATO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA DISTRIBUIDA O CAMBIO DE TITULARIDAD

Se entiende por transferencia o cesión del Contrato de Generación Eléctrica Distribuida al procedimiento aplicable a la Distribuidora para el Cambio de Titularidad del suministro de energía eléctrica.

El Usuario-Generador no podrá transferir o ceder el Contrato de Generación Eléctrica Distribuida sin autorización previa de la Distribuidora. El otorgamiento de la autorización se hará bajo la condición de que el cesionario, al momento de aceptar la cesión, deje constancia que asume los derechos y obligaciones correlativas derivadas del Contrato de Generación Eléctrica Distribuida vigente, pudiendo dicho cesionario, a su vez, ceder o

Dra. ADELINA LOPEZ OSORES
ERSEPT

COPIA FIEL

transferir el Contrato cedido bajo la misma condición y bajo la autorización previa de la otra parte.

Es obligación de la Distribuidora informar al Usuario-Generador receptor del Contrato los derechos y obligaciones que este tiene sobre el Sistema de Generación / Almacenamiento instalado.

El procedimiento para la transferencia del Contrato de Generación Eléctrica bajo la Modalidad Distribuida o Cambio de Titularidad se efectuará de la forma y por los procedimientos establecidos para el Cambio de Titularidad del servicio por la demanda de suministro de energía eléctrica, en lo que respecta a los términos, plazos, medios de comunicación, documentación y cualquier otra circunstancia aplicable.

### 5.4. SUSPENSIÓN DE LOS EFECTOS DEL CONTRATO

La Distribuidora podrá suspender el servicio en caso de que fehacientemente verifique que el Sistema de Generación del Usuario-Generador incumpla con alguna de las obligaciones del presente Reglamento o las normas que lo complementen, así como también en aquellos supuestos de suspensión del servicio contemplados para el suministro de energía eléctrica.

El procedimiento de suspensión del servicio se efectuará de la forma y por los procedimientos previstos para la suspensión del suministro de energía eléctrica, en lo que respecta a los términos, plazos, medios de comunicación, documentación y cualquier otra circunstancia aplicable.

### 5.5. EXTINCIÓN DEL CONTRATO

El Contrato de Generación Eléctrica Distribuida se extinguirá, cuando:

a) El Usuario-Generador haya incurrido en incumplimiento grave de alguna de las obligaciones a su cargo; debiendo asegurarse el derecho del Usuario-Generador a formular su descargo previo ante la Distribuidora y la debida intervención del ERSEPT al momento de dictaminar sobre la gravedad de tal conducta.

b) El Usuario-Generador haya manifestado expresamente su voluntad de extinguir el contrato.

De acuerdo con lo establecido en el inciso b), cuando el Usuario-Generador manifieste su voluntad de extinguir el contrato sin expresión de causa, el procedimiento aplicable a tales fines será equivalente a aquel previsto para la baja del suministro de energía eléctrica contratada para la demanda, respecto a los términos, plazos, medios de comunicación y cualquier otra circunstancia aplicable.

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
VICEPRESIDENTE SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

### 5.6. MODELO DE CONTRATO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA DISTRIBUIDA

En el Sub-anexo 7.5 se presenta el Modelo de Contrato de Generación Eléctrica Distribuida a suscribir entre Usuario-Generador y la Distribuidora.

## CAPÍTULO 6 - REGISTRO PROVINCIAL DE USUARIOS-GENERADORES DE ENERGÍAS RENOVABLES (REPROUG)

COPIA FIEL

### 6.1. OBJETIVO Y ALCANCE

La obtención del Certificado Provincial de Usuario-Generador y consecuente inscripción en el REPROUG será necesaria a fin de verificar el cumplimiento de los requerimientos establecidos en el mencionado Reglamento, así como la aplicabilidad de los beneficios impositivos y regímenes de promoción dispuestos en el orden local.

### 6.2. PERMANENCIA EN EL REPROUG

La permanencia en el REPROUG queda sujeta a la observancia y cumplimiento del procedimiento administrativo detallado en el Capítulo 4 del presente Reglamento.

El ERSEPT se encuentra facultado para suspender y eventualmente excluir a aquellos Usuarios-Generadores integrantes del REPROUG que se compruebe que han incurrido en alguna de las faltas mencionadas en la normativa aplicable al citado Régimen.

Detectado el incumplimiento, el ERSEPT intimará al Usuario-Generador para que en el plazo de cinco (5) días formule su descargo y, en caso de ser posible por el tipo de incumplimiento, lo subsane. Podrá fijarse un plazo mayor si la naturaleza del incumplimiento a subsanar lo requiriese. Vencido el plazo otorgado, el ERSEPT resolverá.

El Usuario-Generador incorporado al REPROUG será responsable de mantener actualizada la información personal suministrada, la cual deberá autogestionar desde la Plataforma Web ERSEPT.

Es responsabilidad exclusiva entre la Empresa Distribuidora y el Representante Técnico dar cumplimiento al vínculo de datos dentro del procedimiento.

### 6.3. DESVINCULACIÓN DEL REPROUG

Todo Usuario-Generador incorporado al REPROUG podrá solicitar la baja de dicho Registro, para lo cual deberá enviar una solicitud de desvinculación a través de los medios de comunicación habilitados a tal fin.

## CAPÍTULO 7 – SUBANEXOS

**7.1.** FLUJOGRAMA DEL PROCEDIMIENTO ADMINISTRATIVO PARA EL TRATAMIENTO DE SOLICITUDES DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA BAJO LA FIGURA DE USUARIO-GENERADOR.

**7.2.** FORMULARIO I: SOLICITUD DE FACTIBILIDAD TÉCNICA.

**7.3.** FORMULARIO II: DECLARACIÓN JURADA PARA PUESTA EN SERVICIO DEL SISTEMA DE GENERACIÓN.

**7.4.** MODELO DE CONTRATO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA DISTRIBUIDA.

Dra. ADRIANA BARRIONUEVO
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

COPIA FIEL

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

**2026.-**

ERSEPT FOLIO N° 449

SUBANEXOS.-

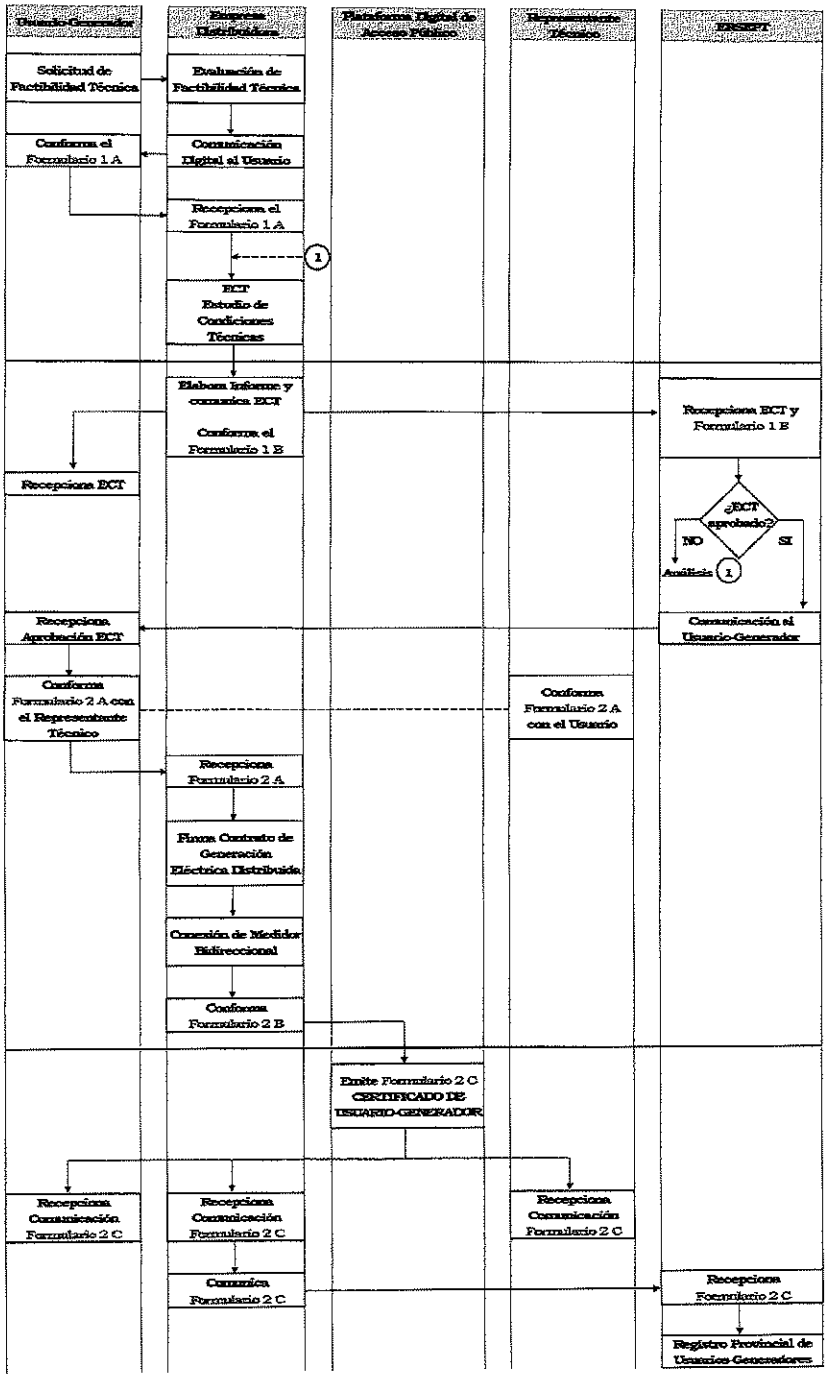
**Sub-Anexo 7.1 – FLUJOGRAMA DEL PROCEDIMIENTO ADMINISTRATIVO PARA EL TRATAMIENTO DE SOLICITUDES DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA BAJO LA FIGURA DE USUARIO-GENERADOR.-**

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE UNIDAD - GERENCIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

COPIA FIEL

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

**2026.-**




Dra. ADRIANA RAQUEL CARRIZO
ASESORA LEGAL - ERSEPT

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

**2026.-**

FOLIO Nº 4349

**Sub-Anexo 7.2 – Formulario I: Solicitud de Factibilidad Técnica (SFT)**

**1. IDENTIFICACIÓN DEL AGENTE**

Nombre y Apellido / Razón Social:
CUIL/CUIT:
Correo electrónico:
Teléfono de contacto:
Domicilio:
Departamento:
Localidad:
Identificación del Suministro:
Categoría Tarifaria:
Potencia Contratada con la Distribuidora (kW):

**2. IDENTIFICACIÓN DEL REPRESENTANTE TÉCNICO**

Nombre y Apellido:
CUIT:
Correo electrónico:
Teléfono de contacto:

**3. UBICACIÓN DEL SISTEMA**

Domicilio de emplazamiento:
Departamento:
Localidad:

**5. INFORMACIÓN DEL EQUIPAMIENTO Y MODALIDAD DE CONEXIÓN**

**TIPO DE INSTALACIÓN**

Nueva ☐
Preexistente ☐
Modificación ☐

**FUENTE DE ENERGÍA:**

Solar ☐
Eólica ☐
Biomasa ☐
Hidráulica ☐
Geotérmica ☐
Otra ☐

**ESPECIFICACIONES TÉCNICAS:**

Potencia Total de Generación : _____ kW
Potencia Total del/los Equipo/s de Acople : _____ kW

**MODALIDAD DE CONEXIÓN**

☐ USUARIO-GENERADOR INDIVIDUAL
☐ USUARIO-GENERADOR COMUNITARIO

Cantidad de Suministros asociados: _____

Dra. ADRIANA ISABEL CORTES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

COPIA FIEL

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR ERSEPT

2026.-

**SUB-ANEXO 7.3 – FORMULARIO II: DECLARACIÓN JURADA PARA PUESTA EN SERVICIO DEL SISTEMA DE GENERACIÓN.**

Referencia: Expediente N° _____

El Representante Técnico, Sr/a. _____, por el Usuario-Generador Sr/a. _____, declara lo siguiente:

En el inmueble ubicado en _____, con identificación de Suministro N° _____, se han realizado las siguientes verificaciones, de acuerdo al detalle descripto en el apartado 2.6 del Reglamento de las Modalidades y Condiciones Técnicas, Comerciales, Legales y Administrativas del Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable Integrada a la Red Eléctrica Pública, obteniendo resultados satisfactorios.

**PRUEBA DE DESCONEXIÓN** ☐

Consistirá en abrir manualmente el Interruptor General y verificar que sus terminales vinculados al Equipo de Acople a la Red queden desenergizados.

**PRUEBA TIEMPO DE RECONEXIÓN** ☐

Consistirá en verificar que luego del cierre manual del Interruptor General, el Equipo de Acople a la Red se reconecte en un tiempo no menor a ciento ochenta segundos (180 s).

**PUESTA A TIERRA** ☐

Consistirá en la verificación de la vinculación eléctrica de soportes, marcos, carcasas y demás elementos que correspondan, al sistema de puesta a tierra de acuerdo con el Punto 2.3 del Reglamento.

**AJUSTE DE PARÁMETROS DE CONEXIÓN** ☐

Consistirá en verificar los ajustes de las protecciones de acuerdo con lo especificado en la sección 2.4.1.

**VERIFICACIÓN DE LOS ENSAYOS POR PARTE DE LA DISTRIBUIDORA** ☐

De acuerdo a las disposiciones del Reglamento, se deberá dar aviso a la Empresa Distribuidora con cinco (5) días hábiles de anticipación a efecto que la misma pueda presenciar el procedimiento descripto. Se deberá tildar en caso de que personal de la Distribuidora haya estado presente en los ensayos.

Dra. ARIANA ISABEL OROZCO
LEGAL INTERVENTORA ERSEPT

**Observaciones:** _____

_____

**El presente documento tiene carácter de Declaración Jurada.**

COPIA FIEL

_____

**2026.-**

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

FOLIO N° 450

**RESOLUCION ERSEPT N° 240/26**

Lugar y Fecha

Firma, aclaración y DNI del
Representante Técnico

Se deja constancia de la concurrencia del Sr. _____ en representación de la Empresa Distribuidora.

_____

Firma, aclaración y DNI
Función y Cargo

**Sub-Anexo 7.4**

## CONTRATO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA DISTRIBUIDA

Entre (Nombre, apellido y DNI) _____, con domicilio en _____, en adelante (USUARIO-GENERADOR, USUARIO-GENERADOR COLECTIVO, ETC.) _____, y por otro lado, (Empresa distribuidora) _____, representada en este acto por (Nombre, apellido, DNI y cargo) _____, con domicilio en _____, en adelante (LA DISTRIBUIDORA) _____, ambas denominadas en forma conjunta como LAS PARTES, acuerdan en celebrar el presente Contrato de Generación Eléctrica Distribuida de conformidad a lo dispuesto por el Reglamento de las Modalidades y Condiciones técnicas, comerciales, legales y administrativas del Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable integrada a la Red Eléctrica Pública, en adelante EL REGLAMENTO, conforme a las siguientes cláusulas:

### ARTÍCULO 1°.- ÁMBITO DE APLICACIÓN.

La relación establecida entre LA DISTRIBUIDORA y el USUARIO-GENERADOR en lo concerniente a las instalaciones conectadas a la red de distribución se regirá por el Régimen de Generación Distribuida (Ley N° 9.159, el Reglamento y demás normativa complementaria vigente).

La Solicitud de Factibilidad Técnica (en adelante SFT), la Declaración Jurada de Puesta en Servicio y el Estudio de las Condiciones Técnicas de conexión a la Red de distribución (en adelante ECT) integran el presente Contrato de Generación Eléctrica Distribuida.

### ARTÍCULO 2°.- OBJETO.

LA DISTRIBUIDORA permitirá la interconexión de un Sistema de Generación a la red de distribución solicitado por el USUARIO-GENERADOR en cumplimiento de las condiciones y requerimientos establecidos en EL REGLAMENTO.

COPIA FIEL

2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

**ARTÍCULO 3°.- NATURALEZA ACCESORIA.**

Este Contrato constituye un instrumento accesorio a la relación contractual de servicio de suministro de energía eléctrica existente entre LA DISTRIBUIDORA y el USUARIO-GENERADOR, conservando cada parte los derechos y obligaciones que lo rigen. La finalización del presente Contrato o su incumplimiento no afecta la validez o vigencia del servicio de suministro de energía eléctrica.

**ARTÍCULO 4°.- CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA DE GENERACIÓN.**

El Sistema de Generación instalado presenta las siguientes características:

I) Fuente de energía primaria aprovechada;

II) Potencia instalada del Sistema de Generación (kW);

III) Certificación del Sistema de Generación.

**ARTÍCULO 5°.- PROHIBICIONES.**

El USUARIO-GENERADOR no podrá apartarse de la normativa regulatoria vigente, a la vez que deberá respetar las condiciones técnicas resultantes en el ECT.

En supuesto de incumplimiento por parte del USUARIO-GENERADOR de las disposiciones establecidas, LA DISTRIBUIDORA estará facultada para intimarlo a efectuar las correcciones necesarias en un plazo que no podrá ser menor a quince (15) días hábiles, bajo apercibimiento de resolver el presente Contrato, comunicando previamente tal situación al Ente Único de Control y Regulación de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán (ERSEPT).

EL USUARIO-GENERADOR no podrá modificar las características técnicas del Sistema de Generación sin dar previo aviso a LA DISTRIBUIDORA, así como tampoco podrá variar las condiciones previstas en el presente Reglamento.

**ARTÍCULO 6°.- MODALIDAD DE CONEXIÓN A LA RED.**

LA DISTRIBUIDORA y el USUARIO-GENERADOR disponen que la conexión a la red de distribución se realizará bajo la siguiente modalidad (optar según corresponda):

**MODALIDAD A: Usuario-Generador Individual.** El suministro situado en (calle) _____ de la Ciudad de _____, Departamento _____ de la Provincia de Tucumán, identificado con el N° _____. A los efectos de este Contrato de Generación Eléctrica Distribuida, se entenderá que el Punto de Suministro se corresponde con el mismo lugar físico de la red de distribución de energía eléctrica en el que se conecta el USUARIO.

**MODALIDAD B: Usuario-Generador Comunitario.** Sistema de Generación situado en calle _____, de la Ciudad de _____, Departamento _____ de la Provincia de Tucumán. A los efectos de este Contrato de Generación Eléctrica Distribuida se entenderá que el lugar físico de la red de distribución de

Ing. ADRIANA RACHEL NOGUERA
JEFA DE UNIDAD DE GESTIÓN ADMINISTRATIVA
ERSEPT

COPIA FIEL



Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

energía eléctrica en el que se conecta el Sistema de Generación, se vincula a los Puntos de Suministros que se indican en el Anexo que integra el presente contrato.

El USUARIO (nombre, apellido y DNI) _____ revestirá el carácter de Representante ante LA DISTRIBUIDORA.

**ARTÍCULO 7°.- CONDICIONES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DEL SISTEMA DE GENERACIÓN.**

Las maniobras que impliquen la desconexión de un Sistema de Generación de la red de distribución, deberán ser coordinadas entre LA DISTRIBUIDORA y el USUARIO-GENERADOR.

Cuando el USUARIO-GENERADOR pretenda realizar modificaciones que impliquen una modificación de las condiciones establecidas en el Estudio de Condiciones Técnicas de conexión a la Red de distribución (ECT), previamente a su ejecución deberá informar a LA DISTRIBUIDORA a través del Procedimiento previsto para la tramitación de una Presentación de Condiciones Técnicas de Instalación de un Sistema de Generación, sin perjuicio del cumplimiento de los requisitos establecidos en el Reglamento.

**ARTÍCULO 8°.- RESPONSABILIDAD.**

El USUARIO-GENERADOR es responsable de la operación y mantenimiento de las instalaciones internas vinculadas al Sistema de Generación, de conformidad con las disposiciones del Reglamento.

LA DISTRIBUIDORA es responsable de operar y mantener la red pública de distribución de energía eléctrica.

**ARTÍCULO 9°.- PUESTA EN SERVICIO.**

LAS PARTES acuerdan que la fecha de puesta en servicio de la conexión del Sistema de Generación a la Red Eléctrica de Distribución deberá efectivizarse, a los efectos del presente Contrato de Generación Eléctrica Distribuida, dentro del plazo de _____ (N°) días/meses hábiles contados a partir de su firma.

El USUARIO-GENERADOR deberá incorporar al expediente el Informe del resultado de la Puesta en Servicio del Sistema de Generación, emitida por el Representante Técnico en carácter de Declaración Jurada.

**ARTÍCULO 10°.- CAUSALES DE EXTINCIÓN DEL CONTRATO.**

El presente Contrato de Generación Eléctrica Distribuida se extinguirá por las siguientes causas:

a) Por decisión conjunta de LAS PARTES;

COPIA FIEL
Ing. JOSÉ RICARDO ASOARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

b) Por voluntad del USUARIO-GENERADOR, quien deberá notificar en forma escrita a LA DISTRIBUIDORA con una antelación no menor a _____ (N°) días hábiles/meses.

c) Cuando el USUARIO-GENERADOR comunica a LA DISTRIBUIDORA la baja del suministro para dejar de ser titular o usuario, o la comunicación fehaciente de cambio de titularidad por transferencia de propiedad del suministro eléctrico.

**ARTÍCULO 11°.- MEDICIÓN.**

LAS PARTES convienen que la medición de energía y potencia será _____ (Mensualmente/Bimestralmente) y de conformidad al Sistema de Medición previsto en el Reglamento.

En supuesto de dudas acerca del funcionamiento normal de la medición, el USUARIO-GENERADOR podrá solicitar a LA DISTRIBUIDORA su intervención a los fines de realizar la verificación de su correcto funcionamiento e informarle los resultados.

**ARTÍCULO 12°.- FACTURACIÓN.**

LAS PARTES acuerdan que la facturación se realizará de acuerdo a las disposiciones tarifarias del presente REGLAMENTO, según la modalidad establecida en el Contrato de Generación Eléctrica Distribuida.

**ARTÍCULO 13°.- ACCESO A LA INFORMACIÓN.**

LA DISTRIBUIDORA creará y pondrá a disposición una Cuenta de Energía a cada suministro, a través de la cual se contabilizarán las transacciones físicas y económicas registradas por el Sistema de Medición, cuyo acceso deberá ser vía página web de LA DISTRIBUIDORA u otro medio de comunicación disponible.

LA DISTRIBUIDORA facilitará al USUARIO-GENERADOR el acceso a la información producida por el Sistema de Generación disponible en un sitio web. LA DISTRIBUIDORA incorporará esta información a la Cuenta de Energía del Agente.

LAS PARTES establecen que todas aquellas cuestiones que puedan suscitarse durante la vigencia del presente Contrato se comunicarán a las siguientes direcciones de correo electrónico, entendiéndose válidas las notificaciones cursadas a través de esta vía.

USUARIO-GENERADOR: _____

DISTRIBUIDORA: _____

**ARTÍCULO 14°.- SOLUCIÓN DE CONFLICTOS.**

A los efectos legales que pudieren devenir de las cláusulas del presente Contrato, las partes asumen el compromiso expreso que ante cualquier disidencia respecto a la interpretación y/o aplicación de las disposiciones contractuales, buscarán conciliar sus posiciones de un modo

amigable y componedor para lograr resolver la controversia. De persistir tal situación, el Ente Único de Control y Regulación de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán (ERSEPT) será competente para dirimir la cuestión.

**ARTÍCULO 15°.- DOMICILIO ESPECIAL.**

A todos los efectos legales y convencionales, LAS PARTES fijan como domicilios especiales a los efectos del presente Contrato, los domicilios legales indicados ut supra.

**ARTÍCULO 16°.- JURISDICCIÓN.**

En el supuesto de controversias que no hayan podido resolverse por los medios de solución de conflictos mencionados anteriormente, a todos los efectos legales LAS PARTES se someten a la jurisdicción de los Tribunales Ordinarios en lo Civil y Comercial Común de la Ciudad de San Miguel de Tucumán.

En prueba de conformidad con el presente Contrato, a cuyo fiel y legal cumplimiento se obligan las partes conforme a derecho, se firman _____ (N°) ejemplares de un mismo tenor y a un solo efecto, en la Ciudad de _____, a los _____ días del mes de _____ de _____.

EL USUARIO-GENERADOR

LA DISTRIBUIDORA

Ing. JOSÉ RICARDO ESCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

COPIA FIEL

**ANEXO XXIV "A"**

**CONTRATO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA DISTRIBUIDA**

Las partes acuerdan que la participación de la Energía Inyectada registrada en el Sistema de Generación será compensada en la facturación de los siguientes Suministros y en la proporción que se indica.

| N° de Orden | N° Suministro | % participación en EI | Firma Titular/Usuario |
|---|---|---|---|
| | | | |
| | | | |

EL USUARIO-GENERADOR LA DISTRIBUIDORA

**ANEXO XXIV "B":**

**CONDICIONES TÉCNICAS PARA LA CONEXIÓN A LA RED PÚBLICA DE DISTRIBUCIÓN DE SISTEMAS DE GENERACIÓN BAJO LA FIGURA DE USUARIO-GENERADOR**

**GENERALIDADES.**

La instalación de un Sistema de Generación / Almacenamiento deberá cumplir con los requerimientos de protección establecidos en la normativa vigente, contando como mínimo con los elementos de maniobra y protección contenidos en las disposiciones dictadas por la autoridad de aplicación nacional en el marco de la reglamentación del Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable Integrada a la Red Eléctrica Pública sancionado por la Ley N° 27.424.

Los Sistemas de Generación de potencias superiores a 300kW o conectados en Media Tensión y siempre que se encuentre debidamente justificado, podrán requerir, entre otros: estudios, condiciones de funcionamiento y configuraciones de protecciones complementarias a los descriptos en el presente, los que serán evaluados de acuerdo al caso.

La utilización de un Sistema de Generación no podrá representar un peligro u originar inconvenientes en la prestación del servicio de distribución de energía eléctrica.

Asimismo, dicho Sistema no deberá originar condiciones peligrosas de trabajo para el personal propio ni de terceros de la Empresa Distribuidora, y en general, no constituir un peligro para la seguridad pública.

Dra. ADRIANA ISABEL OCHOA
Jefa Unidad Asesoría Jurídica
ERSEPT

2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

COPIA FIEL

En caso de comprobarse que el Sistema de Generación cause perturbaciones a la Red de distribución, conforme a los términos establecidos en la normativa de calidad aplicable, la Empresa Distribuidora podrá exigir la eliminación de las causas que originan dichas perturbaciones. En última instancia, y de ser estrictamente necesario, podrá requerir la desconexión del Sistema de Generación de la Red de distribución hasta tanto se solucionen los problemas detectados.

La Empresa Distribuidora podrá requerir al Usuario-Generador la desconexión del Sistema de Generación cuya utilización represente un peligro u origine inconvenientes en el servicio prestado a otros usuarios. Además, deberá informar al Usuario-Generador y al ERSEPT las anormalidades detectadas que presente la instalación, las cuales deberán estar debidamente fundamentadas.

Será responsabilidad del Representante Técnico, verificar el cumplimiento de los requerimientos técnicos y de seguridad de los Sistemas de Generación y de las estructuras y soportes utilizados para el montaje del equipamiento, conforme las exigencias normativas y reglamentarias vigentes.

Los Usuarios-Generadores tienen la obligación de mantener las instalaciones en buen estado y en condiciones de evitar peligro para las personas o los bienes.

La Distribuidora debe colocar en los Puntos de Suministro, la señalización identificadora y de advertencia indicativa de la existencia de un Sistema de Generación local que inyecta energía a la red, en un lugar visible para toda persona que pueda acceder en la vía pública, a las partes activas con tensión.

**1.2. OPERACIÓN.**

La operación de un Sistema de Generación presenta dos alternativas, en isla o en paralelo con la red, que a continuación se describen:

**1.2.1. Operación en Isla.**

Se define por Operación en Isla de los Sistema de Generación al estado operativo en el cual estos sistemas pueden suministrar energía de manera autónoma, sin estar vinculados a la Red pública de distribución en ningún momento ni bajo ninguna circunstancia, sea en forma directa o a través de transformadores.

**1.2.2. Operación en Paralelo con la Red.**

Se define por Operación en Paralelo con la Red de los Sistema de Generación, el estado operativo en el cual estos sistemas pueden suministrar energía, mientras se encuentran vinculados a la Red pública de distribución, sea en forma directa o a través de transformadores. Constituye el modo normal de operación de los Sistemas de Generación Distribuida.

**1.2.3. Operaciones bajo contingencia de la Red.**

En sistemas trifásicos, en caso de falta de una o más fases en el punto común de acoplamiento de conexión con la Red de distribución, el interruptor de acoplamiento del

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE DEPTO. SECRETARÍA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

COPIA FIEL

Sistema de Generación deberá desvincularse de dicha Red conforme a los tiempos fijados en este Reglamento.

Un Sistema de Generación únicamente podrá continuar abasteciendo el consumo interno de un Usuario-Generador, ante un corte de suministro eléctrico en la Red de distribución, en los casos en que cuente con las protecciones y elementos de maniobra automáticos necesarios para permanecer eléctricamente aislado de la Red de distribución. En tal supuesto, se deberá cumplir con las exigencias técnicas y de seguridad establecidas en la normativa vigente.

## 2.1. CONDICIONES DE PUESTA A TIERRA Y SEPARACIÓN GALVÁNICA.

La puesta a tierra de las instalaciones del Sistema de Generación se hará siempre de forma que no se alteren las condiciones de puesta a tierra de la Red de la Distribuidora, asegurando que no se produzcan transferencias de defectos a la Red.

El esquema de conexión de puesta a tierra del Sistema de Generación será independiente del esquema de la Distribuidora y no podrán estar unidos bajo ninguna circunstancia por ser sistemas distintos. Los sistemas trifásicos que, bajo contingencia de la Red permanezcan eléctricamente aislados de la Red de distribución, además deberán contar con el neutro conectado a tierra. Dicha instalación deberá cumplir con lo establecido en la Reglamentación para la Ejecución de Instalaciones Eléctricas en inmuebles – Parte 7 – Sección 771.3.3.1 Esquema de conexión a tierra TT (AEA) y los reglamentos de instalación eléctrica vigentes que sean de aplicación.

## 2.2. ELEMENTOS DE MANIOBRA Y PROTECCIÓN.

Toda instalación de Equipos de Generación Distribuida deberá cumplir con los requerimientos de protección establecidos en la normativa vigente, contando como mínimo con los elementos de maniobra y protección establecidos en el presente Capítulo.

En cada caso, será responsabilidad del Representante Técnico la verificación del cumplimiento de los requerimientos técnicos y de seguridad para cada Sistema de Generación.

Los Sistemas de Generación deberán contar con el siguiente esquema de protecciones:

a) **Interruptor General** automático con protección para sobrecargas y cortocircuitos, con la capacidad de ruptura acorde al Sistema al cual se conecta. Este interruptor vincula las instalaciones del Usuario-Generador y la Empresa Distribuidora.
b) **Interruptor Automático Diferencial** con el fin de proteger a las personas, en el caso de producirse algún contacto directo o indirecto a tierra de alguno de los elementos constitutivos del Sistema.
c) **Interruptor de Acoplamiento** se accionará automáticamente cuando opere al menos una función del Sistema de Protección. Este interruptor vincula el Sistema de Generación con las instalaciones del Usuario-Generador. La protección podrá estar integrada al Equipo de Acople a la Red o centralizada en un tablero independiente, dependiendo de las características del Sistema de Generación.

Dra. ADRIANA ISABEL CASTRO
JEFA DE UNIDAD ASUNTOS ADMINISTRATIVOS
ERSEPT

2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

FOLIO N° 4354

**2.3.1. PROTECCIÓN GENERADOR-RED.**

La Protección Generador-Red (Protección GR) es un dispositivo de seccionamiento y protección ante valores inadmisibles de tensión o frecuencia, contemplando las siguientes funciones de protección:

- Desconexión por subtensión
- Desconexión por sobretensión
- Desconexión por subfrecuencia
- Desconexión por sobrefrecuencia
- Desconexión por detección de funcionamiento en isla

Su instalación, de manera integrada al Equipo de Acople a la Red (Protección GR Integrada) o en un tablero independiente (Protección GR Central), dependerá de las características de los Equipos de Generación Distribuida.

La Protección GR podrá estar integrada al Equipo de Acople a la Red (inversor electrónico) en los casos en que la potencia nominal de salida del mismo no sea superior a treinta kilovolt-ampere (30 kVA).

En caso de utilizar una Protección GR Central, la misma deberá poseer un botón de prueba que active el interruptor de interfaz y al accionarlo debe ser posible la visualización de la activación de dicho interruptor.

Ante la ocurrencia de desvíos de los parámetros admisibles de tensión o frecuencia, incluyendo la detección de funcionamiento en isla, la Protección GR debe desconectar los Equipos de Generación Distribuida de la red eléctrica en Baja Tensión, en los tiempos establecidos a continuación:

COPIA FIEL

Dra. ADRIANA ISABEL SOSA
JEFE DE UNIDAD GABINETE DE ASESORES
ERSEPT

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN - E.R.S.E.P.T.

Ing. JOSE RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

2026.-

| | Valores máximos y mínimos admisibles de tensión y frecuencia | | Tiempo de apertura máximo en segundos (s) |
|---|---|---|---|
| Tensión (U) | U < 85% $U_{nominal}$ | $U_L$ < 323 V para conexiones trifásicas<br>$U_f$ < 187 V para conexiones monofásicas | 1,5 |
| | U > 115% $U_{nominal}$ | $U_L \geq 437$ V para conexiones trifásicas<br>$U_f \geq 253$ V para conexiones monofásicas | 0,2 |
| Frecuencia (f) | f > 51 Hz | | 0,5 |
| | f < 47 Hz | | 0,5 |
| Anti-Isla | - | | 2 |
| Tiempo de reconexión | - | | Igual o mayor a 180 |

En instalaciones monofásicas, los valores de tensión de fase (Uf) deberán medirse entre la correspondiente fase y el neutro.

Para el caso de Equipos de Generación Distribuida trifásicos, las tensiones de línea (UL) se medirán entre fases. En el caso de los dispositivos de medición de frecuencia serán permitidos los de tipo monofásico.

La pérdida de tensión auxiliar en la Protección GR Central o en el control de la Protección GR Integrada debe provocar la apertura del interruptor de interfaz, asegurando que se mantengan los tiempos de desconexión.

Un Equipo de Generación Distribuida podrá continuar abasteciendo el consumo interno de un Usuario-Generador ante un corte de suministro eléctrico en la Red de distribución (funcionamiento autónomo) únicamente en los casos en que cuente con las protecciones y elementos de maniobra automáticos necesarios para permanecer eléctricamente aislado de dicha Red. El funcionamiento autónomo deberá cumplir, en todos los casos, con las exigencias técnicas y de seguridad establecidas en la normativa vigente aplicable.

El acceso a la configuración de parámetros de la Protección GR deberá quedar protegido físicamente o mediante contraseña, a fin de evitar manipulación accidental o modificación por parte de usuarios o personal no calificado.

**2.3.2. INTERRUPTOR DE INTERFAZ.**

Todo Equipo de Generación Distribuida deberá contar con un interruptor de interfaz, el cual vincula dicho equipo con su tablero de protecciones. El interruptor de

ERSEPT FOLIO Nº 4155

interfaz será controlado por la Protección GR y debe accionarse de forma automática y sin retardo en caso de que se active alguna de las funciones de protección. El interruptor debe consistir en dos grupos de relés conectados en serie de forma redundante. Ante la actuación del interruptor, la desconexión debe efectuarse en todos los polos. Para sistemas monofásicos, los relés deberán ser bipolares y para los sistemas trifásicos, serán tripolares o tetrapolares, según corresponda. El interruptor de interfaz podrá estar integrado dentro del Equipo de Acople a la Red, para el caso de inversores electrónicos, o bien estar instalado junto con la Protección GR Central.

### 2.3.4. TABLERO DE PROTECCIONES.

El tablero de protecciones deberá contar con un dispositivo de protección contra corrientes de fuga a tierra, según corresponda, y de acuerdo con alguno de los siguientes conjuntos de normas:

- IRAM 2301
- IEC 61008-1 e IEC 61008-2-1
- IEC 61009-1 e IEC 61009-2

El tablero de protecciones deberá estar ubicado cercano al punto de conexión y contar con un dispositivo de protección contra cortocircuitos y sobrecargas.

### 2.3.5. PROTECCIÓN CONTRA DESCARGAS ELÉCTRICAS ATMOSFÉRICAS.

En los casos en que los Equipos de Acople a la Red no tengan incorporados dispositivos de protección contra descargas atmosféricas se deberán instalar dispositivos de protección en forma externa, de acuerdo con la norma IRAM 2184, partes 4 y 11.

Dichas protecciones se deben instalar tanto del lado de corriente continua como de corriente alterna, y próximas al Equipo de Acople a la Red.

## 2.4. REQUERIMIENTOS TÉCNICOS PARA TECNOLOGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA.

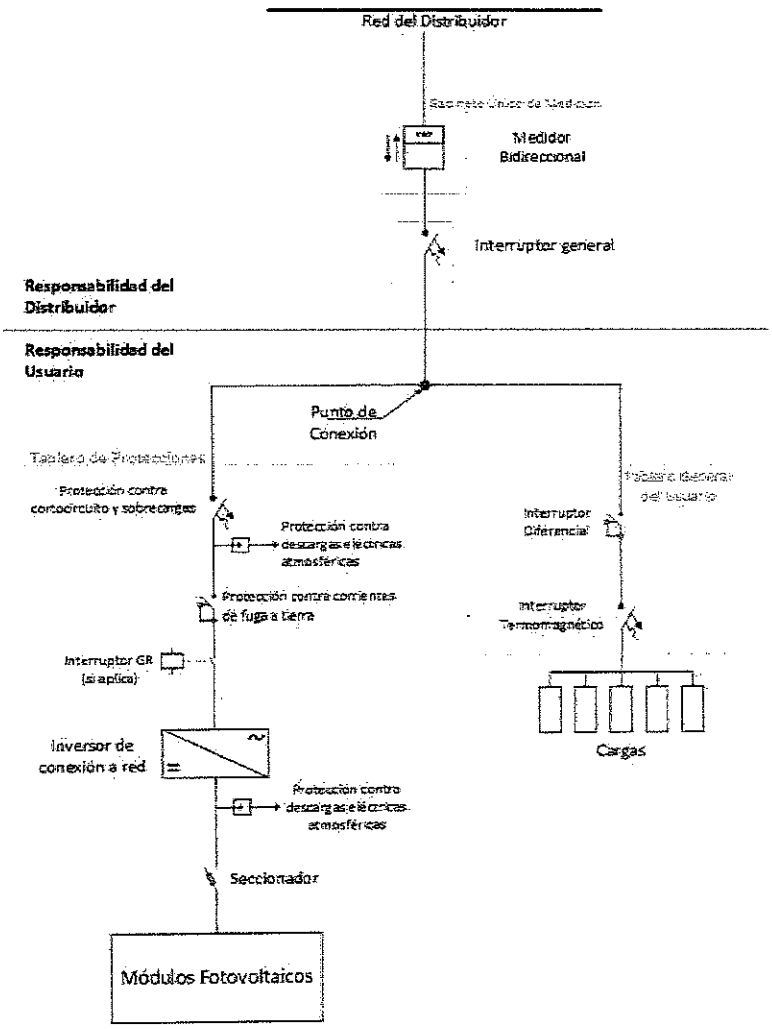
Toda instalación de Equipos de Generación Distribuida de tecnología solar fotovoltaica deberá cumplir con la normativa eléctrica y de seguridad vigente aplicable, y a su vez deberá cumplir con los requerimientos mínimos indicados en el presente Capítulo.

En el esquema a continuación se representa el diagrama unifilar eléctrico de referencia, indicando las conexiones y elementos mínimos de protección requeridos para la conexión de Equipos de Generación Distribuida de tecnología solar fotovoltaica.

COPIA FIEL
Dra. ADRIANA ISABEL SOARES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT
Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

2026.-

Las indicaciones de responsabilidades entre Usuario y Distribuidora y ubicaciones de equipos en el Diagrama Unifilar siguiente son de modo descriptivo general y no podrán prevalecer en ningún caso sobre las condiciones establecidas en Reglamento General para la Prestación del Servicio Eléctrico ni en los típicos constructivos aprobados para acometidas.




Se entiende por Interruptor General al primer interruptor conectado inmediatamente a continuación del Medidor Bidireccional dentro del domicilio del Usuario-Generador.

Para el caso de usuarios con suministro en media tensión, tanto los Equipos de Generación Distribuida como los elementos de protección mínimos establecidos deberán ser instalados en circuitos de baja tensión.

2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

FOLIO Nº 4356

**2.4.1. REQUERIMIENTOS DE CALIDAD Y SEGURIDAD PARA TECNOLOGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA.**

Los Equipos de Generación Distribuida de tecnología solar fotovoltaica deberán cumplir con los requerimientos de calidad y seguridad aplicables establecidos en la normativa vigente, contando como mínimo con la certificación de las normas que se detallan en el presente Capítulo.

**2.4.2. PANELES SOLARES FOTOVOLTAICOS.**

Los módulos o paneles solares fotovoltaicos deberán contar con certificación de la norma IEC 61730- 1/2 (normas de construcción y seguridad).

Según su tipo, dichos módulos deberán contar además con certificación de alguna de las siguientes normas:

**2.4.2.1. MÓDULOS DE TIPO SILICIO CRISTALINO.**

- IRAM 210013-17 (exceptuado el ensayo de Torsión IRAM 210013-5)
- IEC 61215-1/2:2016
- IEC 61215:2005

**2.4.2.2. MÓDULOS DE TIPO PELÍCULA DELGADA.**

- IEC 61215-1/2:2016
- IEC 61646:2008

**2.4.3. INVERSORES ELECTRÓNICOS DE CONEXIÓN A RED.**

Los inversores electrónicos de conexión a red deberán estar certificados bajo la norma IRAM 210013-21, o en su defecto contar con certificación de las normas IEC 62109-2 (Seguridad de inversores), IEC 62116 o VDE 0126-1-1 (Protección anti-isla) y cumplir con alguno de los códigos de red internacionales contenidos en las normas: VDE-AR-N 4105 o RD1699.

**2.4.4. POTENCIA DE ACOPLE MÁXIMA ADMITIDA POR FASE.**

Para el caso particular de generación monofásica, se admitirá la conexión de Equipos de Generación Distribuida siempre que la suma de Potencias de Acople a la Red de los Equipos de Generación Distribuida del usuario sea menor o igual a cinco kilovolt-ampere (5 kVA).

En redes trifásicas se admitirá conectar hasta cinco kilovolt-ampere (5 kVA) por fase con unidades monofásicas independientes.

Los Equipos de Generación Distribuida cuya potencia sea superior a quince kilovoltampere (15 kVA) deberán obligatoriamente ser conectados mediante generadores trifásicos.

**2.4.5. CONDICIONES DE PUESTA A TIERRA.**

Cra. ACHAVAL ISABEL LOURDES
JEFE DE DPTO. SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

COPIA FIEL

La puesta a tierra de los Equipos de Generación Distribuida debe ser realizada de tal manera que no se alteren las condiciones de puesta a tierra de la red de distribución, asegurando que no se le transfieran defectos a esta última.

Las masas de los Equipos de Generación Distribuida y sus estructuras de soporte deben estar conectadas a una tierra independiente del neutro y de la tierra de la red de distribución. Asimismo, deben cumplir con lo indicado en los reglamentos de seguridad y calidad vigentes que sean de aplicación.

**2.4.6. SECCIONAMIENTO.**

En toda instalación de tecnología solar fotovoltaica se deberá incluir un seccionador acorde a las tensiones de funcionamiento del lado de corriente continua para permitir el mantenimiento del Equipo de Acople a la Red.

**2.4.7. CABLES Y CONECTORES.**

Si el cable entre el Generador de Fuente Renovable y el Equipo de Acople a la Red se encuentra a la intemperie éste deberá tener doble aislación y cubierta externa resistente a la radiación UV, al ozono y a la intemperie. Asimismo, los conectores y uniones deben ser aptos para instalación en intemperie.

**2.4.8. ESTRUCTURAS.**

Será responsabilidad del Representante Técnico contemplar y verificar que las estructuras y soportes utilizados para el montaje de paneles fotovoltaicos resistan las sobrecargas de vientos, condiciones climáticas del lugar y no afecten la integridad estructural del inmueble en que se encuentren emplazados.

**2.5. CRITERIOS PARA LA PUESTA EN MARCHA DE LOS EQUIPOS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA DE TECNOLOGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA.**

Finalizada la instalación de los Equipos de Generación Distribuida de tecnología solar fotovoltaica, el Representante Técnico deberá verificar las condiciones para la conexión, desarrollar el procedimiento que a continuación se detalla y suscribir el **Formulario C: Declaración Jurada para puesta en servicio del Sistema de Generación** contenido en el Sub-Anexo 7.4 del presente Reglamento.

En tal ocasión, se deberá dar aviso a la Empresa Distribuidora con una anticipación que no podrá ser menor a cinco (5) días, a efecto de que ésta pueda presenciar el procedimiento.

1) **Prueba de desconexión:** consistirá en abrir manualmente el Interruptor General y verificar que sus terminales vinculados al Equipo de Acople a la Red queden desenergizados, según lo especificado en el Punto 2.6.1 del presente Capítulo.
2) **Prueba tiempo de reconexión:** consistirá en verificar que luego del cierre manual del Interruptor General, el Equipo de Acople a la Red se reconecte en un tiempo no menor a ciento ochenta segundos (180 s), de acuerdo con lo estipulado en el Punto 2.6.2 del presente Capítulo.

Dra. ADRIANA ISABEL CANTERO
VOCAL DIRECTORA ADMINISTRADORA
ERSEPT

2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

3) **Puesta a tierra:** consistirá en la verificación de la vinculación eléctrica de soportes, marcos, carcasas y demás elementos que correspondan, al sistema de puesta a tierra, de acuerdo con el Punto 2.5.5 del presente Capítulo.
4) Controlar los ajustes de la Protección GR de acuerdo con lo especificado en la sección 2.4.1.
5) Sellar, precintar, o si el equipo lo permitiera, proteger mediante contraseña o elemento de seguridad, la Protección GR central o integrada, según corresponda.

**2.5.1. PRUEBA DE DESCONEXIÓN.**

Tras la apertura manual del Interruptor General, los terminales o conectores de este último que estén vinculados al Equipo de Acople a la Red deberán desenergizarse en un tiempo menor a DOS segundos (2 s) medidos a partir de la operación manual de dicho interruptor.

**2.5.2. TIEMPO DE RECONEXIÓN.**

Tras el cierre manual del Interruptor General, el Equipo de Acople a la Red deberá reconectarse en un tiempo no menor a CIENTO OCHENTA segundos (180 s).

**2.6. REQUERIMIENTOS TÉCNICOS PARA OTRAS TECNOLOGÍAS.**

Toda instalación de Equipos de Generación Distribuida (excepto los de Tecnología Solar Fotovoltaica, para los cuales se aplica lo establecido en el Punto 2.5 del presente Capítulo) deberá cumplir con la normativa eléctrica y de seguridad vigente aplicable, así como con los requerimientos mínimos resultantes de la evaluación específica de cada caso.

**2.7. CONDICIONES DE MEDICIÓN Y COMUNICACIONES.**

A continuación se establecen las condiciones técnicas de la medición eléctrica, el registro, la transmisión de datos y comunicaciones para la recolección de información de los Sistemas de Generación conectados a la Red de distribución.

**2.7.1. SISTEMA DE MEDICIÓN.**

El equipo de medición, a cargo de la Empresa Distribuidora, previsto para la interconexión de la instalación de un Usuario-Generador, deberá realizarse a través de un Sistema de Medición Avanzada – AMI (Advanced Metering Infraestructure).

El Sistema de Medición Avanzada estará compuesto por un medidor inteligente, concentrador de datos (de corresponder), red de comunicaciones y sistema de gestión de la información. Deberá cumplir además con los requisitos de seguridad para este tipo de infraestructura, con el objeto de asegurar la confidencialidad, integridad y disponibilidad de la información, conforme la normativa vigente.

Los medidores inteligentes deben permitir, entre otras funcionalidades no excluyentes, el acceso del Usuario-Generador a la información del medidor (display; app), la lectura remota de los registros del medidor con perfiles de carga, soportar esquemas tarifarios por Tiempo de Uso y/o múltiple tarifa, conexión y desconexión remota del suministro, medición bidireccional, medición de datos de calidad de potencia, medición de

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
GERENTE GENERAL ADMINISTRATIVA
ERSEPT



COPIA FIEL

variables eléctricas, comunicación bidireccional, actualización y configuración remota del medidor.

El sistema de gestión de la información deberá ser auditable y la Empresa Distribuidora permitirá al ERSEPT el acceso remoto a dicho sistema en tiempo real.

**2.7.2. COMUNICACIÓN.**

El Sistema de Medición Avanzada instalado deberá contar con módulo de comunicación, con la tecnología que defina la Empresa Distribuidora en función de la topografía y extensión del área a cubrir. El módulo de comunicación podrá estar integrado al Equipo o ser externo al mismo.

Las tecnologías de comunicación, no excluyentes, se mencionan a continuación: PLC o HD-PLC (Power Line Communication), GPRS, RF (900hz), LAN/WLAN.

Los protocolos de comunicaciones deberán garantizar la seguridad, veracidad y confidencialidad de los datos almacenados internamente y de los que llegan al sistema de gestión de la Empresa Distribuidora, con el objeto de mantener su trazabilidad y asegurar la integridad y disponibilidad de la información.

El Sistema de Medición deberá contar con puertos de comunicación que permitan acceder a la información y protocolos de programación, con los niveles de seguridad necesarios.

**2.7.3. ACCESO A LA INFORMACIÓN.**

El Usuario-Generador deberá poner a disposición de la Empresa Distribuidora el acceso a la información producida por el Sistema de Generación.

En caso de requerirlo, esta información deberá ser remitida en formato digital al ERSEPT por la Empresa Distribuidora conjuntamente con los datos físicos de los puntos de medición.

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE DIVISIÓN SECRETARÍA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

COPIA FIEL

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

2026.-

ERSEPT
FOLIO Nº 4158

# ERSEPT

*Ente Único de Control y Regulación de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán*

GOBIERNO DE TUCUMÁN

**SAN MIGUEL DE TUCUMÁN,24 DE ABRIL DEL 2026.-**

**EDET SA.-**

S / D.-
Presente.-

**Ref.: Expte n° 7139/390-E-2025s/ REVISION TARIFARIA INTEGRAL 2025-2030.-**

Tengo el agrado de dirigirme a Ud, a fin de REMITIRLE, para su conocimiento y notificacion, en un total de 318 fs, RESOLUCION ERSEPT N°240/2026 de fecha 21/04/2026, recaída en las presentes actuaciones.- **QUEDA UD NOTIFICADO. ABRIL DEL 2026.-**

Dra. ADRIANA ISABEL SOARES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

Firma:
Aclaración: Jesus Luis Vega Albarracin
*DNI:* 20954995
Fecha de Notificación: 24/04/2026

ENTE UNICO REGULADOR DE SERVICIOS PUBLICOS DE TUCUMAN
ERSEPT
2026

Gmail

**ersept ersept <ersept.datos@gmail.com>**

# RES ERSEPT N° 240-2026

1 message

**ersept ersept** <ersept.datos@gmail.com>
To: boletinoficial@tucuman.gov.ar

Fri, Apr 24, 2026 at 11:13 AM

BUEN DIA
Tengo el agrado de dirigirme a Ud a los fines de solicitar la publicación en el ejemplar del Boletín Oficial de fecha 27/04/2026, de la Resolución ERSEPT N° 240/26 de fecha 21 de abril del 2026.-
A tales fines se adjunta documento en PDF y en Word de la resolución Ersept N°240/26.-
Atentamente-
DRA OSORES ADRIANA I.-
JEFA DESPACHO ERSEPT.-

Solicito envíe recepción del mensaje.-

**2 attachments**

**res 240-2026 ERSEPT (1).docx**
96K

**PDF PARTE RESOLUTIVA DE LA 240-26.pdf**
3098K

Dra. ADRIANA ISABEL OSORES
JEFA DE UNIDAD SECRETARIA ADMINISTRATIVA
ERSEPT

Gmail

ersept ersept <ersept.datos@gmail.com>

# RES ERSEPT N° 240-2026

2 messages

**ersept ersept** <ersept.datos@gmail.com>
To: boletinoficial@tucuman.gov.ar

Fri, Apr 24, 2026 at 11:13 AM

BUEN DIA
Tengo el agrado de dirigirme a Ud a los fines de solicitar la publicación en el ejemplar del Boletín Oficial de fecha 27/04/2026, de la Resolución ERSEPT N° 240/26 de fecha 21 de abril del 2026.-
A tales fines se adjunta documento en PDF y en Word de la resolución Ersept N°240/26.-
Atentamente-
DRA OSORES ADRIANA I.-
JEFA DESPACHO ERSEPT.-

Solicito envíe recepción del mensaje.-

ERSEPT FOLIO N° 4160

**2 attachments**

**res 240-2026 ERSEPT (1).docx**
96K

**PDF PARTE RESOLUTIVA DE LA 240-26.pdf**
3098K

**boletinoficial@tucuman.gov.ar** <boletinoficial@tucuman.gov.ar>
To: ersept ersept <ersept.datos@gmail.com>

Fri, Apr 24, 2026 at 12:32 PM

Buen día recibido

[Quoted text hidden]

**2 attachments**

**res 240-2026 ERSEPT (1).docx**
96K

**PDF PARTE RESOLUTIVA DE LA 240-26.pdf**
3098K

**RESOLUCIONES N° 240/ (ERSEPT) del 21/04/2026 -**

**Boletin n°: 31188 - Aviso n°: 270780 - Fecha Boletín:**

ERSEPT. RESOLUCION N° 240/2026-ERSEPT, del 21/04/2026. EXPTE: 7139-390-E-2025.- VISTO: Que el proceso de Revisión Tarifaria Integral (RTI) de EDET SA correspondiente al período tarifario 2025-2030, la Audiencia Pública celebrada el 05 de Enero de 2026 convocado mediante Resolución ERSEPT N° 1167/2025 y N° 1168/25, el Expediente ERSEPT N° 7139/390-E-2025 en el que consta el desarrollo del proceso de Revisión Tarifaria Integral (RTI) y el desarrollo del procedimiento de audiencia pública documentada. Las leyes 6608 (arts. 9, 36 in fine, 38 (inciso I.2) y 40), el Contrato de Concesión de EDET S.A. (arts. 3, 5, 6 y 28), el Acta de Renegociación Integral (arts. 1, 6 y 7- ARI- Ley N° 7892), la Ley 8479 (arts. 1, 2 (inciso 1), 4(inciso 9, 10, 11), 16 y 18 (inciso 2.2.1)) y su modificatoria, las disposiciones de la Ley 8814, la Ley 8941, la normativa que surge de la Ley 8342, el Decreto 3300 (9) MDP/2015, La Resoluciones ERSEPT N° 790/16, N° 574/06 y N° 536/20, el Acta Acuerdo de fecha 23/12/2020 suscripta entre el Gobierno de la Provincia de Tucumán, el Ente Regulador y EDET SA y, lo dispuesto por Ley N° 9.913, que en su artículo 1° aprueba el Acta Acuerdo celebrada entre el Poder Ejecutivo y la Empresa EDET SA, con intervención del ERSEPT, de fecha 19/08/2025, en el Marco del Contrato de Concesion de Servicios Publicos de Distribucion Eléctrica, por el cual se fijó el día 30/12/2025 como inicio del Período Tarifario y de finalización el día 04/08/2030, momento a partir de cual los períodos tarifarios subsiguientes tendrán una duracion de cinco (5) años, conforme a los establecido en el contrato de Concesion. CONSIDERANDO Que el Contrato de Concesión estipula que el plazo de la concesión dada a EDET SA por 90 (noventa) años ha sido dividido en 8 (ocho) períodos de gestión, el primero por 20 (veinte) años y los siguientes por 10 (diez) años cada uno, y en períodos tarifarios de 10 (diez) años el primero, y los siguientes por 5 (cinco) años, todos ellos contados desde la efectiva Toma de Posesión de la Sociedad Inversora. Que la Toma de Posesión del Servicio por parte del operador privado se efectivizó el 4 de agosto de 1995, por lo que el primer período de gestión hubiera culminado el 3 de agosto de 2015.- Que debido a la grave crisis que afectó al país a fines de 2001, el Congreso de la Nación dictó la Ley Nº 25561 por la que se declaró la emergencia pública, delegando al Poder Ejecutivo las facultades necesarias para adoptar las medidas que permitan conjurar la crítica situación de emergencia y disponer la renegociación de los contratos de los servicios públicos. La Provincia de Tucumán adhirió a la mencionada normativa mediante la Ley 7195. Que el Poder Concedente y EDET SA en virtud de la mencionada normativa celebraron el ACTA DE RENEGOCIACIÓN INTEGRAL y ADDENDA al ACTA DE RENEGOCIACIÓN INTEGRAL ("ARI"), aprobadas en todos sus términos por el Artículo 1º de la Ley Nº 7892. Que el artículo 1º del ARI establece que la Revisión Tarifaria Integral o RTI es el procedimiento que concluirá e implementará el Ente

FOLIO Nº 4162

Regulador con el objeto de determinar el Régimen Tarifario y el Cuadro Tarifario de EDET por el período de tiempo de cinco (5) años, mencionado en los considerandos precedente, sin perjuicio de las revisiones tarifarias extraordinarias previstas en el marco regulatorio eléctrico provincial (latu sensu).- Que en los artículos 6° y 7° del ARI se definen los principios y metodología para la Revisión Tarifaria Integral del servicio público de distribución y comercialización de energía eléctrica. Que concluido el período tarifario 2020-2025 el que se rigiera por la Resolución ERSEPT N° 645/2020, el ordenamiento jurídico prevé la necesidad de llevar a cabo un nuevo proceso de revisión tarifaria ordinaria (RTI).- Que la Ley Provincial N° 9913 aprueba en su artículo 1° el Acta Acuerdo celebrada entre el Poder Ejecutivo y la Empresa EDET SA, con intervención del ERSEPT, de fecha 19/08/2025, en el marco del Contrato de Concesión del Servicio Público de Distribución Eléctrica, por la cual se fijó el día 30/12/2025 como inicio del Periodo tarifario y finaliza el 04/08/2026, momento a partir del cual los periodos tarifarios subsiguientes tendrán una duración de cinco (05) años, conforme a lo establecido en el Contrato de Concesión.- Que la Ley 6608 (art. 40), el ARI (aprobada por la Ley 7892) y la Ley 8479 determinan los casos en los que se requiere el despliegue de procedimientos participativos, resultando este tipo de revisión sujeto al procedimiento previo de audiencia pública no vinculante.- Que, conforme a la normativa mencionada, el ERSEPT reglamentaró los procedimientos de participación pública en los casos que corresponda realizarlos, debiendo contemplar que las convocatorias a los mismos se realicen mediante la suficiente comunicación pública y con razonable antelación, informándose el lugar, día y hora donde podrán consultarse los antecedentes y se podrá concretar la participación en el procedimiento de que se trate. A tales fines la Resolucion ERSEPT N° 574/2006, aprobó el Reglamento de Audiencias Publicas, mientras que por Resolucion ERSEPT N° 536/2020, determinó los procedimientos de participación ciudadana, previstos en el articulo 18 de la Ley N° 8.479, los que se podrán realizar a través de una modalidad remota, virtual y no presencial, que asegure la libre concurrencia y amplia participación ciudadana (Reglamento Participativo Digital).- Que la materia de la que trata el presente caso (confr. Resolución ERSEPT N° 209/2016) se encuentra contemplada expresamente entre aquellas que requieren el procedimiento de Audiencia Pública (Art. 18 inc. 2). Así el precepto citado, prescribe: "...la convocatoria y realización de Audiencia Pública no vinculante se efectuará en las siguientes materias: 2.1. Con motivo de los procesos de revisión tarifaria integral... 2.4. Cuando deba resolver cuestiones de naturaleza técnica o regulatoria en el ámbito de su competencia específica que tengan efectos sobre la tarifa, sobre la estructura tarifaria o sobre las condiciones que regulan la calidad de servicio...". Que el sistema participativo diseñado en el orden provincial, se encuentra conteste con lo resuelto recientemente por la Corte Suprema de Justicia de la Nación en la causa "Centro de Estudios para la Promoción de la Igualdad y la Solidaridad y otros c/ Ministerio de Energía y

Minería s/ amparo colectivo" de fecha 18/08/2016 en donde se expresó que: (i) No se satisface con la mera notificación de la tarifa ya establecida. Es necesario generar participación en instancias públicas de discusión y debate susceptibles de ser ponderadas por la autoridad al momento de la fijación del precio del servicio. (ii) Las Audiencias Públicas constituyen una de las varias maneras de participación ciudadana en la toma de decisiones. El legislador debe prever el mecanismo que mejor se ajuste a aquella participación en cada caso. (iii) El precio de la energía y potencia sancionada por el Estado Nacional a través del Ministerio de Energía y Minería, con independencia de los subsidios que destine el Gobierno Federal y sin perjuicio de su razonabilidad, constituye el precio que el Ente Regulador de la Provincia debe asumir para proceder, de modo directo, el pase a tarifa de los mencionados insumos en su exacta incidencia, por lo que el Legislador obvió la necesidad de desplegar los procedimientos participativos descriptos en la presente.- Que resulta fundamental, tal como lo prevé la propia Ley 27.541, brindar certidumbre a todas las partes involucradas en la Concesión del Servicio de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica en la Provincia de Tucumán, estableciendo las pautas de prestación para los próximos 5 años, determinando, entre otros, los regímenes de calidad de servicio, el plan de inversiones que deberá afrontar la concesionaria (en el sistema de distribución y en el sistema de transporte por distribución troncal en la jurisdicción provincial conforme a las previsiones del Decreto N° 3300/2015), el régimen tarifario y los cuadros tarifarios resultantes, sin perjuicio de las previsiones que adopte el Gobierno Federal respecto de los precios de abastecimiento de energía y potencia en la jurisdicción, así como las previsiones en materia de subsidios, los que serán considerados en el diseño tarifario del servicio de titularidad provincial.- Que la Resolución ERSEPT N° 536/2020 se emitió conforme a las facultades conferidas por el art. 18 de la Ley 8479, habiéndose determinado la posibilidad de llevar adelante el procedimiento de revisión tarifaria a través del procedimiento de audiencia pública virtual, remota o a distancia, la que compatibiliza la necesidad de cumplir los cometidos asignados al Ente Regulador respecto de la prestación del servicio y las particulares circunstancias sanitarias por las que atraviesa, la provincia, el país y el mundo entero, . Que la Ley N° 8479 establece que podrán participar en la audiencia pública todas las personas físicas o jurídicas, públicas o privadas que invoquen un derecho o interés simple, difuso o de incidencia colectiva y la Resolución ERSEPT N° 536/20 reglamentó dicha inscripción en la modalidad virtual, no presencial. Que a fs 01, la empresa EDET SA, solicita convocatoria a Audiencia Pública, para la REVISION TARIFARIA INTEGRAL 2025-2030.- Que a fs 03 consta dictamen legal n° 296/25 de fecha 01/12/2025 que dispone atento lo dispuesto por Ley N° 9.913, que en su artículo 1° aprueba el Acta Acuerdo celebrada entre el Poder Ejecutivo y la Empresa EDET SA, con intervención del ERSEPT, de fecha 19/08/2025, en el Marco del Contrato de Concesion de Servicios Publicos de Distribucion Eléctrica, por el cual se fijó el día 30/12/2025 como inicio del Período Tarifario y de

finalizacion el día 04/08/2030, momento a partir de cual los periodos tarifarios subsiguientes tendrán una duracion de cinco (5) años, conforme a los establecido en el contrato de Concesion.- Que la Ley Provincial N° 8.479 en su Artículo 18 establece los procedimientos de participación pública para el ajuste de las tarifas del servicio público de Distribucion de Energía Eléctrica, en el ámbito de la Provincia de Tucuman. A su vez el inc 2° del citado artículo establece que se debe convocar a Audiencia Pública .- Que la Ley N° 8.479 establece que podrán participar en la Audiencia Publica, todas las personas físicas o jurídicas, públicas o privadas que invoquen un derecho o interés simple, difuso o de incidencia colectiva.- Que el Ente Regulador reglamentó el Procedimiento de Audiencias Públicas mediante Resolución N° 574/06 y concordantes.- Que el artículo 18 punto 2 de la Ley N° 8.479 establece los requisites esenciales para la realización de la audiencia, los cuales al ser dispuestos por ley provincial, no pueden ser ignorados.- Que a fs 04 a fs 07, el Gerente de Asuntos Económicos, Mag. Alejandro Danone leva documentación donde se establecen los principals temas a considerer en la Revision tarifaria Integral de EDET SA, para el period tarifario 2025/2030.- Que a fs 10 consta agregada Resolución Administrativa ERSEPT N° 1167/25 de fecha 09/12/2025, por la que se dispone CONVOCAR a Audiencia Pública del Servicio de Distribucion de Energía Eléctrica de la Provincia de Tucuman, para considerer, la REVISION TARIFARIA INTEGRAL (RTI) ORDINARIA DE EDET SA, correspondiente al servicio público de distribución de energía eléctrica por redes para el period tarifario quinquenal comprendido entre el 30 de diciembre de 2025 y el 04 de Agosto de 2030.- Que en fecha 09/12/2025 se advierte un error material en la Resolución ERSEPT N° 1167/25 y previo dictamen legal n° 1340/25 se dispone su rectificativa.- Que por RESOLUCION ERSEPT N° 1168/25 de fecha 09/12/2025, advirtiendo que se consignaron de manera reiterada los mismos temas, en el artículo 1°, se procede a rectificar, a los fines de Convocar a Audiencia Publica de Servicios de Distribucion de Energía Eléctrica de la provincial de Tucuman, para considerer: La revisión tarifaria integral (RTI) Ordinaria de EDETSA correspondiente al servicio público de distribución de energía eléctrica por redes para el periodo tarifario quinquenal comprendido entre el 30 de diciembre de 2025 y el 04 de agosto de 2030.- Plan de Obras Obligatorio y Plan de obras de transporte de energía eléctrica para Tucumán, para agregar al transporte de electricidad por distribución troncal a los Planes Obligatorios de Inversiones de la Concesionaria (art 9 Ley 8342, a la fecha vigente por Ley N° 9924 s/ Emergencia del Sistema Eléctrico de Transporte por Distribución Troncal en la provincia de Tucumán).- Tratamiento de los Regímenes de Calidad de Servicio Publico y Sanciones.- Tratamiento de regímenes de extensión de redes.- Tratamiento del Régimen y cuadro tarifario.- Programa de Eficiencia Energética.- Manual de Contabilidad Regulatoria.- Energía Renovable y Generación Distribuida.- Régimen de Transición energética.- Igualmente se rectifica el artículo 11° de la Resolución N° 1167/25 por idénticas causas.- Que a fs 18 a 30, constan notificadas las

resoluciones ERSEPT N° 1167/25 y N° 1168/25.- Que a fs 31 a 37, consta agregada publicación en el Boletín Oficial de la provincial de Tucuman. - Que a fs 38 consta notificada la Sra. Representante del usuario ERSEPT.- Que a fs 39 y sgtes, constan agregadas las publicaciones de las citadas resoluciones en el diario de mayor circulación de la provincial.- Que a fs 42 la empresa EDET SA, en la persona de sus apoderados Ernesto San Miguel y el Dr Rodolfo Luis Martinez, solicitan el carácter de partes en el procedimiento de Audiencia Publica, en los términos de la Resolución ERSEPT N° 1167/25 y N° 1168/25. Asimismo realiza reserva de ampliar el ofrecimiento de prueba.- Que a fs 44 a 49, consta agregado formulario de inscripción de audiencia pública de los solicitantes.- Que a fs 50 a 69 constan agregados, los formularios para la inscripción audiencia pública, de los participantes.- Que a fs 70, los apoderados de EDET SA, adjuntan informes respecto de: 1-Proyeccion de la demanda-2 Informe caracterización de la carga.- 3Diseños constructivos y manuales de Construcciones Normales: Cámaras Transformadoras hasta 630kVA .Obra Civil , Version 12 de enero de 2009. Cámara Transformadoras hasta 1260 kVA. Obra cicl- Version 13 de abril de 2009. Diseño de distribución con cable subterráneo Version 2 de enero de 2018. Diseño de Distribucion con Cable Preensamblado. Version 2 de marzo de 2015. Diseño de Distribucion de Media y Baja tension zonas rurales version 2 de enero de 2016. Distribucion con cable preemsambaldo en altura version 1 de octubre de 2020. Manual de Estructuras Estación de rebaje Area de Distribucion version 2 de Agosto de 2021. Manual de Estructuras Lineas aéreas preensambladas de BT version 31 de Marzo de 2017. Lineas protegidas de 33kV.version diciembre de 2010. Líneas aéreas Protegidas 13,2kV version septiembre 2006. Líneas areas Convencionales de 33 kV version diciembre 2009. Lineas aéreas convencionales de 13,2kV version diciembre de 2009. Manual de Estructuras SET areas de 33 kV version 2 de septiembre de 2019. Manual de Estructuras SET aéreas de 13,2 kV version 1 de Julio de 2020.- 4 Manual de Costos- 5 Base de capital, pérdidas y Calidad de servicio (Determinación del VNR Eléctrico)- 6 Cálculo de la tasa WACC. 7 Plan de inversions 2026-2030.- 8 Costo de Explotación (incluye VNR no eléctrico de la empresa modelo).- 9 Cálculo de ingresos requeridos.-10 Regimen tarifario, redeterminación del VAD y determinación del cuadro tarifario. -11 Regimen de Calidad de servicio público y sanciones. 12- Regimen de extension de redes.- BA Energy Solutions- Descripción de la firma.- Que de fs 73 a 240 consta agregada parte de la documentación ut supra detallada.- Que a fs. 241 a 257 se encuentra agregado por la Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S. A (EDET S.A) cálculo de tasa WACC – Revisión Tarifaria Integral 2025. Agosto 2025. A fs. 258- 259 corren glosados los anexos, denominados como ANEXO A: Fuentes de información Consultadas. A fs. 260 a 265 el Plan de Inversiones 2026-2030 donde se detallan el objeto del mismo, el flujo económico del Plan de Inversiones, el detalle del mismo, el cronograma de ejecución, las modificaciones y presentación de la información, la metodología de control – detalle de

FOLIO Nº 4166

información. De fs. 266 a 330 obra informe de EDET S.A sobre la RTI 2025-2030 costos de explotación. Octubre 2025, el mismo consta del: prefacio, introducción, diseño de la empresa modelo, costos directos de los costos de operación y mantenimiento, costos de operación comercial, optimización de los costos indirectos de administración, determinación de VNR no eléctrico, costos de capital de trabajo y de incobrables. A fs 331 a 383 se encuentran los anexos del informe de EDET, en dos partes: A) criterios para el diseño de la organización y B) descripción del modelo de calculo de costos de explotación, tablas y figuras. A fs 384 a 406 el informe de EDET S.A sobre los ingresos requeridos RTI 2025-2030 - 13 de noviembre de 2025. El cual se encuentra dividido en: capítulos: prefacio, resumen ejecutivo: 1. VNR del sistema Eléctrico Adaptado, 2. Costos de explotación de la Empresa Modelo. 3. Determinación del Costo de Capital, 4. Ingresos requeridos para la actividad de distribución, 5. Factores de eficiencia y cargos del VAD medios y marginales. Anexos A) informe fuente – Tablas. A fs. 407 a 414 EDET S.A incorpora el Régimen Tarifario Redeterminación del VAD Determinación del cuadro tarifario TRI 2025-2030. A fs 415-416 se encuentra el anexo II – RTI SA 2025-2030 Metodología para la redeterminación del valor agregado de distribución de EDET SA. A fs 417 consta SUB-ANEXO N° 1 Producido físico de referencia. A fs. 418 a 424 SUB-ANEXO N° 2 Matriz de Costos. A fs. 424 ANEXO III- RTI EDET SA 2025-2030 procedimiento para la determinación del cuadro tarifario de EDET SA. A fs. 432 A 435 APENDICE A fs. 436 A 440 se encuentra el cuadro tarifario de referencia RTI EDET SA 2025-2030.- Que a fs. 441/452 se encuentra agregado ANEXO "CAPACIDAD DE SUMINISTRO, BENEFICIO ESTACIONALIDAD Y GESTION DE LA DEMANDA". - Que a fs. 453/467 se encuentra agregado -por EDET SA- ANEXO – RTI EDET SA 2025-2030 "REGIMEN CALIDAD DE SERVICIO PUBLICO Y SANCIONES" y a fs. 468/471 obra SUB-ANEXO I (Áreas Urbanas).- Que a fs. 472/496 se adjunta informe de EDET SA - RTI 2025-2030 sobre "REGIMEN DE EXTENSION DE REDES" con sus respectivos ANEXOS: "ANEXO "A": MODELO DE COMPROMISO PUNTO 2.1" Y "ANEXO "B": MODELO DE COMPROMISO PUNTO 2.2.2." .- Que a fs. 497/525 se adjunta informe sobre "BA ENERGY SOLUTIONS", una de las principales firmas consultoras de energía que opera en Latinoamérica.- Que a fs. 526/529 obra informe (versión: 12 de Enero de 2009) titulado "CAMARAS TRANSFORMADORAS hasta 630 Kva - OBRA CIVIL". Corren glosados los anexos a fs. 530/543, denominados como: "ANEXO 1: ESPECIFICACIONES TECNICAS – CAMARAS TRASFORMADORAS SUBTERRANEAS Y A NIVEL EN 13,2/0,4/0,231 Kv HASTA 630 Kva" y "ANEXO 2: FORMULARIO DE INSPECCION DE OBRA CIVIL DE CAMARA".- Que a fs. 544/572 se agregan PLANOS DE CONSTRUCCION CIVIL – CAMARAS TRANSFORMADORAS SUBTERRANEAS EN 13,2/0,4/0,231 kV HASTA 630 kVA (versión: 12 de Enero de 2009).- Que a fs. 573/576 obra informe (versión: 13 de Abril de 2009) denominado "CAMARAS TRANSFORMADORAS HASTA 1.260 Kva – OBRA CIVIL". Corren glosados los anexos a fs. 517/589,

denominados como: "ANEXO 1: ESPECIFICACIONES TECNICAS – CAMARAS TRANSFORMADORAS SUBTERRANEAS Y A NIVEL EN 13,2/0,4/0,231 kV HASTA 1.260 kVA – OBRA CIVIL" y "ANEXO 2: FORMULARIO DE INSPECCION DE OBRA CIVIL DE CAMARA".- Que a fs. 590/618 se agregan PLANOS DE CONSTRUCCION CIVIL – CAMARAS TRANSFORMADORAS SUBTERRANEAS EN 13,2/0,4/0,231 kV HASTA 1.260 kVA (versión: 13 de Abril de 2009).- Que a fs. 619 a 634 se encuentra agregado por la Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A (EDET) Diseño de Distribución con Cable Subterráneo - Vigencia:02 de enero de 2018. De fs. 635 a 660 se agregan por la Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A (EDET) Planos. A fs. 661 a 678 Obra informe "Especificación Técnica N° 26" – Cables Aislados en Polietileno Reticulado para Líneas Subterráneas de Baja Tensión – Fecha de Emisión: octubre de 2006 Fecha de Revisión: septiembre de 2017. A fs. 679 a 692 Obra informe "Especificación Técnica N° 27" – Cable Subterráneo Unipolar con Conductor de Aluminio, Aislación de Polietileno Reticulado para 13,2 y 33 kV – Fecha de Emisión octubre de 2006 Fecha de Revisión: abril de 2016. A fs.693 corren glosados los anexos, denominados como ANEXO I: Alternativa – ANEXO II: Planillas de datos técnicos garantizados – ANEXO III: Matriculas y descripciones. A fs.694 a 695 corre glosado el Anexo I "Alternativa De Cotización Obligatoria". A fs..696 a 704 corre glosado el Anexo II "Planilla de datos Técnicos Garantizados". A fs. 705 corre glosado el Anexo III "Matriculas y Descripciones". De fs. 706 a 721 se encuentra agregado por la Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A (EDET) Diseños de Distribución con Cable Preensamblado – Version:02 de marzo de 2015. A fs. 722 a 752 se agrega Construcciones Normales – Diseños de Distribución con cable preensamblado Versión :02 de marzo de 2015. A fs. 753 se agrega Especificaciones Técnicas - Diseños de Distribución con cable preensamblado Versión: 02 de marzo de 2015. A fs.754 a 762 se encuentra agregado por la Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A(EDET) Especificación Técnica N° 52 – Seccionadores portafusibles autodesconectadores para líneas aéreas de media tensión Fecha de emisión: octubre de 2006 Fecha de revision1: noviembre de 2013. A fs.763 a 764 corre glosado el Anexo A: Planillas de Datos Técnicos Garantizados. A fs.765 corre glosado el Anexo B: Matriculas y Descripciones A fs. 766 a 771 se encuentra agregado por la Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A(EDET) Especificación técnica N° 53 – Descargadores de sobretensión de oxido de zinc para líneas aéreas de media tensión Fecha de Emisión: octubre de 2006. A fs. 772 corre glosado el Anexo: Planillas de datos técnicos garantizados descargadores de óxido de zinc. A fs.773 a 785 se encuentra agregado por la Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A(EDET) Especificación técnica N° 56 – Conductores de aluminio protegido para líneas aéreas compactas de media tensión y accesorios – Fecha emisión: octubre de 2006. A fs. 786 a 789 corre glosado el Anexo A: Planillas de datos técnicos garantizados – Cable de aluminio protegido para líneas aéreas de 13,2 kV. A fs. 790 corre

glosado el Anexo B : Matrículas y Descripciones. A fs. 791 a 798 corre glosado el Anexo C: Accesorios. A fs. 799 a 805 se agrega por la Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A (EDET) Planos. A fs.806 a 812 se encuentra agregado por la Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A(EDET) Líneas aéreas protegidas de 33 kV Accesorios de redes protegidas Fecha de emisión: octubre de 2006. A fs. 813 a 819 se agrega por la Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A (EDET) Planos. Que a fs. 820 a 827 se encuentra agregado por la Empresa de Distribución de Energía Eléctrica de Tucumán (EDET S.A.), Especificación Técnica N° 49, Titulada: Aisladores de Material Orgánico para Suspensión o Retención de Conductores para Líneas Aéreas de media Tensión. Fecha Emisión Junio de 2006. A fs. 828 consta de ANEXO C "Matrículas y Descripciones" A fs. 829 se encuentra el ANEXO A correspondiente a Planilla de Datos Técnicos Garantizados N°1. A fs. 830 ANEXO B "Planilla de Datos Técnicos Garantizados N°2". De fs. 831 – 836 obra informe de EDET S.A., Especificación Técnica N° 50 titulada Aisladores de Material Polimérico de Montaje Rígido a Perno para Líneas Aéreas de Media Tensión. Fecha de Emisión Octubre 2006. A fs. 837 consta de ANEXO A "Matrículas y Descripciones" A fs. 838 ANEXO B "Planilla de Datos Grantizados" A fs. 839 – 855 se encuentran los Diseños de Distribución de Media y Baja Tensión Zonas Rurales. Versión 02 de Enero del 2016. A fs. 856 – 898 se encuentran Planos, versión 02 de Enero de 2016. A fs. 899 – 912 obra informe "Especificaciones Técnicas N°007" Postes de Madera. Fecha de última Revisión: 02 de Mayo de 2007. A fs. 913 - 917 corren glosados los anexos, denominados como ANEXO 1: Planillas de Datos Técnicos Garantizados. Fecha de Revisión: Junio de 2003. De fs. 918 a 926 obra informe de EDET S.A., Especificación Técnica N° 52 titulada "Seccionadores Portafusibles Autodesconectadores para Líneas Aéreas de Media Tensión". Fechas de Emisión Octubre de 2006. A fs. 927 – 928 consta de ANEXO A "Planillas de Datos Técnicos Garantizados" A fs. 929 ANEXO B "Matrículas y Descripciones" A fs. 930 – 949 obra informe de EDET S.A., Especificación Técnica N° 53, titulada "Descargadores de Sobretensión de Óxido de Zinc para Líneas Aéreas de Media Tensión". Fecha de Emisión: Octubre de 2006. A fs. 950 – 953 corren glosados los anexos, denominados como ANEXO A: Planillas de Datos Técnicos Garantizados A fs. 954 ANEXO B se encuentran Matrículas y Descripciones. A fs. 955 ANEXO C "Accesorios" A fs. 956 – 962 se encuentra agregado por EDET S.A. Especificación Técnica N° 56, sobre Líneas Aéreas Protegidas de 13.2 (kV), Titulada "Accesorios de Redes Protegidas". Fecha de Emisión: Octubre de 2006. De fs. 963 a 969, se adjuntan Planos A fs. 970 – 976 obra informe de EDET S.A., Especificación Técnica N° 56, sobre Líneas Aéreas Protegidas de 33 (kV), Titulada "Accesorios de Redes Protegidas". Fecha de Emisión: Octubre de 2006. De fs. 977 a 983, se adjuntan Planos A fs. 984 – 997 se encuentra agregado por EDET S.A. el Diseño Constructivo, Proceso: Normalización de "Distribución con Cable Preensamblado en Altura". Versión: 01 de Octubre 2020. De fs. 998 a 1029 se adjuntan Planos.- Que, a fs.1030-1090

consta agregado Manual de Estructuras, Proceso Normalización, Clase de Activo: 1322-ER Área de Distribución, Grupo de Estructuras: 1600 Estación de Rebaje Aéreo de Distribución, versión Agosto de 2021. A fs. 1091-1233, consta agregado Manual de Estructuras Proceso Normalización, Clase de Activo: Líneas Aéreas de BT; Grupo de estructuras: Líneas Aéreas Preensambladas de BT, versión Marzo de 2017. Que, a fs.1234 obra agregado últimas páginas del Manual de Estructuras Proceso Normalización, Clase de Activo: Líneas Aéreas de BT; Grupo de estructuras: Líneas Aéreas Preensambladas de BT. Versión Marzo de 2017.- A fs.1234-1245 consta Manual de Estructuras Proceso Normalización, Clase de Activo: Líneas Aéreas de BT, Grupo de estructuras: Líneas aéreas Preensambladas de BT/Mantenimiento. Versión Marzo de 2017.- A fs.1246 – 1287 obra informe de Construcciones Normales de Líneas Aéreas Protegidas de 33KV. Versión Diciembre de 2010.- De fs.1288 – 1366 se encuentra informe de Construcciones Normales de Líneas Aéreas Protegidas de 13.2 KV. Versión Septiembre de 2006.- A fs.1367- 1431 obra agregado informe de Construcciones Normales de Líneas Aéreas Convencionales de 33 KV. Versión Diciembre de 2009.- Que a fs 1432 a fs 1505 continua documentación referente y detallada presentada, por EDET SA. A continuación se agrega a fs 1506 VERSION DICIEMBRE 2009 de Lineas aéreas convencionales de 13,2 kV.- Que a fs 1588 y sgtes 1632 se agrega documentación referente a Manual de Estructuras SET aérea de 33kV.- Que a fs. 1634/1708 adjunta EDET SA "MANUAL DE ESTRUCTURAS" (vigencia: 01 de Julio de 2020): (Clase de Activos: SET Aérea de 13,2 kV) – (Grupo de Estructuras: SET Aéreas de 13,2 kV).- Que a fs. 1710/1761 se encuentran agregados por EDET SA "PLANOS DE MATERIALES".- Que a fs. 1762/1766 consta documentación pertinente y formulario de inscripción para Audiencia Púbica del ERSEPT de la Sra. Representante del Usuario en el ámbito del ERSEPT, LOPEZ Silvia Elena.- Que a fs. 1767/1769 consta documentación pertinente y formulario de inscripción para Audiencia Púbica del ERSEPT del Sr. Representante de BA Energy Solutions, ESPAIN Jorge Alejandro.- Que a fs. 1770/1786 consta documentación pertinente y formulario de inscripción para Audiencia Púbica del ERSEPT del Sr. Representante de BA Energy Solutions, LOPEZ MEYER Juan Francisco.- Que a fs. 1787/1799 consta documentación pertinente y formulario de inscripción para Audiencia Púbica del ERSEPT del Sr. Representante de Sindicato Luz y Fuerza, GALVÁN Héctor Gerardo.- Que a fs. 1800/1811 consta documentación pertinente y formulario de inscripción para Audiencia Púbica del ERSEPT del Sr. Representante de ADEERA – Asociación de Generadores de Energía Eléctrica de la República Argentina, ANTOGNAZZA Fernando Claudio.- Que a fs. 1812/1815 consta documentación pertinente y formulario de inscripción para Audiencia Púbica del ERSEPT del Sr. Legislador Provincial, SELEME José Nicolás.- Que a fs. 1816/1826 consta documentación pertinente y formulario de inscripción para Audiencia Púbica del ERSEPT del Sr. Representante de Federación Arg. de Trabajadores de Luz y Fuerza, PALLEIRO Ricardo Pablo.-

FOLIO Nº 417

Que a fs. 1827/1831 consta documentación pertinente y formulario de inscripción para Audiencia Púbica del ERSEPT del Sr. Representante de Unión de Usuarios y Consumidores – Filial Regional NOA, PAZ Francisco Miguel.- Que a fs. 1832/1835 consta documentación pertinente y formulario de inscripción para Audiencia Púbica del ERSEPT de la Sra. AUTERI Marisa Mónica .- Que a fs 1836 a 1844, se agrega formulario de inscripción para Audiencia Pública ERSEPT, de Alessandra Genu Dutra Amaral, como asi también documentación -pruebas- agregadas. - Que a fs 1845 consta agregado formulario de inscripción para audiencia pública ERSEPT de Paola Andrea Romina Romano, y documentación referente hasta fs 1849.- Que a fs 1850 a fs 1853 consta agregado formulario de inscripción para audiencia pública ERSEPT del Sr Vilte Grande José Ramón, y documentación pertinente.- Que a fs 1854 consta agregado formulario de inscripción audiencia pública ERSEPT; de Carlos Rubén González y documentación pertinente.- Que a fs 1860 consta agregada documentación y formulario de inscripción audiencia pública ERSEPT, del Sr Fabio Cesar Bernat.- Que a fs 1864 a fs 1873, consta documentación pertinente y formulario de inscripción Audiencia Publica ERSEPT del SR José Hermenegildo García Que a fs 1874 a fs 1877, consta agregada documentación pertinente y formulario de inscripción de la Sra Ocampo Nancy Viviana.- Que a fs 1878 a fs 1883 consta agregada documentación pertinente y formulario de inscripción Audiencia Pública Documentada, de Rojas Franco Nicolas Marcelo.- Que a fs 1884 a 1889 consta agregada documentación pertinente y formulario de inscripción Audiencia Publica ERSEPT del Sr Coronel Hugo Hernan.- Que a fs 1890 a fs 1893, consta agregada documentación pertinente y formulario de inscripción para Audiencia Publica ERSEPT del Sr Luis Francisco Garcia.- Que a fs 1894 a fs 1908, consta agregada documentación pertinente y formulario de inscripción Audiencia Publica ERSEPT del Sr Armando Lenguitti.- Que a fs 1909 a fs 1920, consta agregada documentación pertinente y formulario de inscripción Audiencia Publica ERSEPT, del Sr Rafael Norberto Gijena.- Que a fs 1921 a 1926 consta agregada documentación pertinente y formulario de inscripción para Audiencia Publica ERSEPT del SR Carlos Ponce de Leon.- Que a fs 1927 a fs 1930 consta agregada documentación pertinente y formulario de inscripción audiencia pública ERSEPT del Sr Sebastian Alberto Paz.- Que a fs 1931 a fs 1934 consta agregada documentación pertinente y formulario de inscripción audiencia pública ERSEPT de la Sra Pierotti Paola.- Que a fs 1935 a fs 1937 consta agregada documentación pertinente y formulario de inscripción audiencia pública ERSEPT de Carlos David Gonzalo Palomino Nieva.- Que a fs 1938 a fs 1941 consta agregada documentación pertinente y formulario de inscripción para audiencia pública ERSEPT del Sr Carlos Eduardo Mercado.- Que a fs 1942 a fs 1945 consta agregada documentación pertinente y formulario de inscripción audiencia pública ERSEPT DEL Sr Adrian L. E. Will.- Que a fs 1946 a fs 1948 consta agregada documentación pertinente y formulario de inscripción audiencia pública ERSEPT del SR Molina José Rodolfo.- Que a fs 1949 a fs 1951 consta agregada

documentación pertinente y formulario de inscripción audiencia pública ERSEPT del SR Legislador provincial Olea Luis Alberto.- Que a fs 1952 a fs 1954 consta agregada documentación pertinente y formulario de inscripción audiencia pública ERSEPT de Garcia Patricio Ezequiel.- Que de fs 1955 a fs 1958 consta agregada documentación pertinente y formulario de inscripción audiencia pública ERSEPT de el Sr Guillermo Federico Anabia.- Que de fs 1959 a fs 1961 consta agregada documentación pertinente y formulario de inscripción audiencia pública ERSEPT del Sr Adelmo Rosello.- Que de fs 1962 a fs 1968 consta agregada documentación pertinente y formulario de inscripción audiencia pública ERSEPT del Sr Mejias Francisco Oscar.- Que de fs 1969 a fs 1972 consta agregada documentación pertinente y formulario de inscripción de audiencia pública ERSEPT del SR Gerardo Jose Rodriguez De La Vega.- Que de fs 1973 a fs 1976 consta documentación agregada pertinente y formulario de inscripción de audiencia pública ERSEPT de la Sra Mariel Grunauer.- Que de fs 1977 a fs 1981 consta agregada documentación pertinente y formulario de inscripción de audiencia pública ERSEPT, del Sr Eduardo Alberto Cobos.- Que de fs 1982 a fs 1985 consta agregada documentación pertinente y formulario de inscripción audiencia pública ERSEPT, del Sr Mario Madariaga.- Que de fs 1986 a fs 1989 consta agregada documentación pertinente y formulario de inscripción audiencia pública ERSEPT del Sr Guillermo Andres Silva.- Que de fs 1990 a fs 1993 consta agregada documentación pertinente y formulario de inscripción audiencia pública documentada ERSEPT de la Sra Leal Gabriela Fernanda.- Que de fs 1994 a fs 1997 consta agregada documentación pertinente y formulario de inscripción audiencia pública documentada ERSEPT del Sr Nuñez Davis Armando.- Que de fs 1998 a fs 2001 consta agregada documentación pertinente y formulario de inscripción de Audiencia pública documentada ERSEPT del SR Ocaranza Hugo Daniel.- Que de fs 2002 a fs 2005 consta agregada documentación pertinente y formulario de inscripción audiencia pública documentada ERSEPT del Sr Lobo Raul Alberto.- Que de fs 2006 a fs 2009 consta agregada documentación pertinente y formulario de inscripción audiencia pública documentada ERSEPT del Sr Roldan Silvio Esteban.- Que de fs 2010 a fs 2013 consta agregada documentación pertinente y formulario de inscripción audiencia pública documentada ERSEPT del Sr Toledo Jose Angel.- Que de fs 2014 a fs 2017 consta agregada documentación pertinente y formulario de inscripción audiencia pública documentada ERSEPT del Sr Tonetti Diego Antonio.- Que a fs 2018 a fs 2021, consta agregada documentación pertinente y formulario de inscripción audiencia pública documentada ERSEPT del Sr Garbero Armando Ignacio.- Que de fs 2022 a fs 2025 consta agregada documentación pertinente y formulario de inscripción audiencia pública documentada ERSEPT del Sr Diaz Miguel Angel.- Que de fs 2026 a fs 2029 consta agregada documentación pertinente y formulario de inscripción audiencia pública documentada ERSEPT del Sr Castro Cristian Marcelo.- Que, de fs 2030 a fs 2033 consta agregada documentación pertinente y formulario de inscripción audiencia pública documentada ERSEPT del Sr

Acevedo Pedro German.- Que de fs 2034 a fs 2037 consta agregada documentación pertinente y formulario de inscripción audiencia pública documentada ERSEPT del Sr Costilla Diego Martin.- Que, a fs.2038-2050 consta documentación pertinente y formulario de inscripción del Sr. Pedro Florentino García.- A fs.2051-2062 consta documentación pertinente y formulario de inscripción del Sr. Ricardo Cisneros. De fs. 2063-2075 consta documentación pertinente y formulario de inscripción del Sr. Luis Esteban Álvarez.- A fs. 2076-2078 obra nota presentada por el Sindicato de Luz y Fuerza Tucumán de fecha 22 de diciembre de 2025.- De fs. 2079-2970 consta nota presentada por la Defensoría del Pueblo de Tucumán acompañada de informes y documentación. – De fs. 2971 a 2973 se encuentra agregado por Empresa de Distribución de Energía Eléctrica de Tucumán (EDET S.A.), Nota GG N°124/2025. Fecha de presentación: 23 de diciembre de 2025. A fs. 2974 – 3042 consta de "Manual de la Contabilidad Regulatoria para Entes Proveedores de Energía Eléctrica en la Provincia de Tucumán". Que, a fs.3043-3118 consta continuación de Manual de Contabilidad Regulatoria Para Entes Proveedores de Energía Eléctrica en la Provincia de Tucumán.- A fs.3119-3136 consta Plan de Cuentas Contabilidad Regulatoria de EDET S.A. De fs.3137-3138 consta SUB-ANEXO N°1 sobre Tarifa De Inyección De Generación Distribuida.- De fs.3139-3141 consta SUB- ANEXO N° 2 sobre Procedimiento Para La Determinación De La Tarifa De Inyección De Generación Distribuida.- A fs.3142-3147 consta informe sobre Impactos De La Generación Distribuida (Gd) Sobre Los Sistemas De Distribución. - De fs.3148-3158 obra informe sobre La Transición Energética Y su Impacto En La Distribución Eléctrica.- Que, a fs.3159-3164 obra nota presentada por la Asociación de Generadores de Energía Eléctrica de la República Argentina (AGEERA).- A fs.3164-3195 se encuentra nota presentada por la Unión de usuarios y Consumidores.- A fs.3196-3205 se adjunta documentación del Sr. Gijena Rafael Norberto, de la Asociación de Profesionales Universitarios del Agua y la Energía Eléctrica.- De fs.3206-3211 obra documentación pertinente, presentada por la Sra. Silvia Elena López, representante del Usuario en el ERSEPT.- A fs.3212-3243 consta informe de REVISIÓN TARIFARIA INTEGRAL (RTI), Servicio de Distribución de Energía Eléctrica Tucumán- Período Tarifario 2025-2030 (ERSEPT), versión diciembre 2025.- Que a fs. 3244 a 3262 consta continuación del informe RTI - ERSEPT – Revisión Tarifaria Integral (RTI) Servicio de distribución eléctrica Tucumán -Período Tarifario 2025-2030 Régimen Tarifario: Generación distribuida. A fs.3263 Revisión Tarifaria Integral (RTI) Servicio de distribución eléctrica Tucumán -Período Tarifario 2025-2030.- A fs. 3264 a 3272 se agrega "Informe Final de los Instructores" (Art.26 Res.EPRET N°574/06-Registro de participantes – Partes acreditadas – Participación del público – Pruebas- Orden de intervención – Disposiciones - Cuestión a Debatir – Consideraciones finales), en donde se detallan las partes inscriptas y se expresa que la totalidad de pruebas adjuntadas por las mismas fue aceptada e incorporada al expediente de referencia, destacando que se dio cumplimiento

ERSEPT FOLIO Nº 4023

con la Etapa Preparatoria prevista en la normativa vigente, habiendo estado a disposición de las partes el Expediente N° 7139-390-E-2025, en la página web del Organismo para su consulta.- 1. Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán - EDET SA, la cual será representada por Ernesto San Miguel (D.N.I. Nº18.019.094), Rodolfo Luis Martínez (D.N.I. Nº 20.433.356), Luis Alberto Alvarez (D.N.I. Nº18.478.369), Gabriel Augusto Escudero (D.N.I. Nº17.861.292), Francisco Gabriel Vallejo (D.N.I. Nº 25.543.475), y José Luis Vega Albarracín (D.N.I. N°20.959.995). 2. Representante del Usuario (en el ámbito del ERSEPT), Sra. Silvia Elena López (D.N.I. Nº20.857.787). 3. BA Energy Solutions, la cual será representada por el Sr. Jorge Alejandro Espain (D.N.I. Nº 13.296.946) y Juan Francisco López Meyer (D.N.I. N°33.623.373). 4. Sindicato Luz y Fuerza Tucumán, representada por Héctor Gerardo Galván (D.N.I. N°25.373.658), Gabriela Fernanda Leal (D.N.I. N°22.890.434), David Armando Nuñez (D.N.I. N°31.038.242), Hugo Daniel Ocaranza (D.N.I. N°22.283.800), Raúl Alberto Lobo (D.N.I. N°24.317.179), Silvio Esteban Roldán (D.N.I. N°24.162.276), José Angel Toledo (D.N.I. N°25.923.471), Diego Antonio Tonetti (D.N.I. N°34.953.527), Armando Ignacio Garbero (D.N.I. N°22.263.091), Miguel Angel Díaz (D.N.I. N°26.506.635), Cristian Marcelo Castro (D.N.I. N°23.239.300), Pedro Germán Acevedo (D.N.I. N°24.503.843), Diego Martín Costilla (D.N.I. N°26.797.733), y Pedro Florentino García (D.N.I. N°23.260.123). 5. A.G.E.E.R.A. (Asociación de Generadores de Energía Eléctrica de la República Argentina), representada por el Sr. Fernando Claudio Antognazza (D.N.I. N°14.100.696). 6. Sr. Legislador José Nicolás Seleme (D.N.I. N°20.391.940). 7. Federación Argentina de Trabajadores de Luz y Fuerza, representada por el Sr. Ricardo Pablo Palleiro (D.N.I. N°24.125.963). 8. Unión de Usuarios y Consumidores – Filial Regional NOA, representada por el Sr. Miguel Francisco Paz (D.N.I. N°32.775.662). 9. Sra. Marisa Mónica Auteri (D.N.I. N°21.328.013). 10. ADELAT – Asociación de Distribuidoras de Energía Eléctrica Latinoamericanas, representada por Alessandra Genu Dutra Amaral (CPF N°021825287-09). 11. Sra. Paola Andrea Romina Romano (D.N.I. N°27.400.886). 12. Sr. José Ramón Vilte Grande (D.N.I. N°8.049.825). 13. Sr. Carlos Rubén González (D.N.I. N°13.956.552). 14. Sr. Carlos Rubén Bernat (D.N.I. N°22.429.907). 15. FODECUS – Frente de Organizaciones en Defensa de Consumidores y Usuarios, representada por el Sr. José Hermenegildo García (D.N.I. N°13.398.580). 16. Sra. Nancy Viviana Orellana (D.N.I. N°22.030.464). 17. Sr. Franco Nicolás Marcelo Rojas (D.N.I. N°25.081.441) 18. Sr. Hugo Hernán Coronel (D.N.I. N°14.481.503). 19. Sr. Luis Francisco García (D.N.I. N°13.848.900). 20. A.T.E.E.R.A. – Asociación de Transportistas de Energía Eléctrica de la República Argentina, representada por el Sr. Armando Lenguitti (D.N.I. N°11.487.050). 21. A.P.U.A.Y.E. (Asociación Profesionales Universitarios de Agua y Energía) SECCION NOA, representada por Rafael Norberto Gijena (D.N.I. N°25.945.766). 22. Sr. Carlos Américo Ponce de León (D.N.I. N°22.664.866). 23. Sr. Sebastián Alberto Paz (D.N.I. N°36.867.641). 24. Sra. Paola Pierotti (D.N.I. N°28.151.085). 26. Sr. Carlos David

ERSEPT FOLIO Nº 4324

Gonzalo Palomino Nieva (D.N.I. N°33.815.281). 27. Sr. Marcos Eduardo Mercado (D.N.I. N°29.102.8410). 28. Sr. Adrián Will (D.N.I. N°18.168.175). 29. Sr. José Rodolfo Molina (D.N.I. N°22.331.907). 30. Sr. Legislador Luis Alberto Olea (D.N.I. N°11.928.842). 31. Sr. Patricio Ezequiel García (D.N.I. N°34.186.476). 31. Sr. Guillermo Federico Anabia (D.N.I. N°17.860.691). 32. Sr. Adelmo Rossello (D.N.I N°25.380.879). 33. Asociación Civil Derechos de Usuarios y Consumidores, Sr. Francisco Oscar Mejías (D.N.I. N°33.374.464). 34. Gerardo José Rodríguez de la Vega (D.N.I. N°41.562.162). 35. Sra. Mariel Grunauer (D.N.I. N°27.017.373). 36. Sr. Defensor del Pueblo de Tucumán, Sr. Eduardo Alberto Cobos (D.N.I. N° 14.300.261) 37. Sr. Mario Madariaga (D.N.I. N°13.847.891). 38. Sr. Guillermo Fabián Silva (D.N.I. N°31.132.789). 39. Sr. Ricardo Cisneros (D. N.I. N°14.084.308). 40. A.D.E.E.R.A., (Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica de la República Argentina), representada por el Sr. Luis Esteban Alvarez (D.N.I. N°10.617.276). El acto de la Audiencia Pública Virtual, convocado mediante la Resolución ERSEPT N° 1167/2025 y modificatoria, se realizó el 05 de Enero del corriente año a partir de las 09:00 hs. y se extendió hasta las 17:05 hs. aproximadamente, con transmisión en vivo por la página Oficial del ERSEPT - www.ersept.gob.ar - desarrollándose con absoluta normalidad, sin inconvenientes técnicos, ni incidentes de otra naturaleza. Contó con seguridad prevista al efecto, las partes realizaron sus exposiciones ya sea en forma presencial o virtual, sin obstáculo alguno, siendo elogiada la organización y proceso en general, por numerosos participantes al momento de tomar la palabra en el acto de audiencia. Se contó también con la presencia de autoridades y el proceso fue transmitido en vivo para seguimiento de usuarios e interesados en general https://www.youtube.com/live/QkNqwLbyKsw Se incorpora la documentación y expresiones vertidas por los expositores a fs. 3273 – 3426. La transcripción taquigráfica de la misma obra a fs. 3431 a 3639. Conforme las previsiones de la Resolución Nº 1167/25 y modificatoria, se incorpora la documentación y observaciones efectuadas por las partes e interesados en general. Entre las exposiciones se constata el pedido de nulidad efectuado por la Dra. Mariel Grunauer (D.N.I. N°27.017.373).- Una vez analizada la transcripción taquigráfica de la audiencia, junto a las restantes presentaciones efectuadas por las partes e interesados, se realizan las siguientes consideraciones en la medida de la competencia de esta Asesoría Jurídica y atento al Planteo de Nulidad efectuado, admisible por cuanto fue practicado en tiempo y forma.- Al respecto el Dra. Grunauer, manifiesta su disconformidad "...para realizar o para presentarnos en esta audiencia..." en razón de una supuesta exigüidad de plazos. Manifiesta que el acceso a la información sería muy precario, alega una supuesta falta de cumplimiento a requisitos administrativos y deja planteada la necesidad de "...hacer varias Audiencias Públicas sobre distintos temas y no estar 5 o 6 horas, prácticamente, donde no se ha tratado ningún tema en particular..." sin aportar prueba de sus dichos. Asimismo, consigna una falta de acceso al público, en relación al sistema de

inscripción utilizado, disparidad de materias a tratar con objetivos y fundamentos técnicos propios y no haber "... cumplido con la publicación de lo que es toda la información de la política ambiental..." al estar adheridos a una ley provincial al efecto, solicitando por todo ello la Nulidad de la Audiencia Pública. En referencia a las alegaciones antes expuestas, algunas coincidentes con preocupaciones de otros expositores entre los que se encuentra el Sr. Gerardo José Rodríguez de la Vega quien esboza una posible exigüidad de plazos al referir "... resulta irrazonable que se nos someta como usuarios a revisar toda esta cantidad de información en un expediente de 3.500 hojas, aún así parcial y publicada a destiempo, en plazos tan exiguos..." (citando el fallo CEPIS como sustento jurídico) o el Defensor del Pueblo, Ing. Eduardo Alberto Cobos, al indicar que " ... hubo muy poco tiempo, muy poco tiempo para la presentación...", se efectúan las siguientes consideraciones: Muchos de los argumentos esgrimidos, son desvirtuados tan solo con cotejar el desarrollo de la Audiencia Pública en cuestión.- Es dable indicar también, que previo a la celebración de la misma, se inicia contra este ERSEPT una acción de amparo por la Asociación Civil Red de Defensa de Usuarios y Consumidores (REDECU) cuya pretensión era la nulidad de la Resolución Nº 1167/25 y modificatoria y la suspensión de la Audiencia Pública, la cual se encuentra en trámite. Los planteos y fundamentos allí incoados, son coincidentes con los vertidos en el pedido de nulidad de la expositora casi en su totalidad, por lo cual a continuación se desarrollan los motivos opuestos por este Organismo de Control y que deviene concordante con el tema en análisis y resulta conteste con la pretensión argüida. En su exposición la peticionante pretende atribuir a este Ente de Control y Regulación de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán (ERSEPT) errores procedimentales (para justificar su planteo nulificatorio) intentando incluso irrogarse potestades reglamentarias que claramente no corresponden al intentar "definir" un procedimiento de participación pública múltiple o con características propias, sin que sus argumentos respalden contrariedad a marco legal o Constitucional alguno. Procura obtener la nulidad de la "Audiencia Pública" dispuesta por Resolución Nº 1167/2025, publicada debidamente en Boletín Oficial de la Provincia desde fecha 10 de diciembre del corriente año, como así también en el diario de mayor circulación de nuestra provincia "La Gaceta"; sin haber articulado los resortes impugnatorios administrativos previstos al efecto, hasta su exposición en el mismo procedimiento que pretende nulificar.- Este ERSEPT, como oportunamente se dijo, emitió resolución conforme a derecho respetando la jerarquía normativa y en post del orden público, dictando la Resolución Nº 1167/25 y mod. - ERSEPT. La misma cuenta con todos los antecedentes de hecho y de derecho y goza de presunción de legitimidad (Artículo 47º de la Ley Nº 4537).- Nuestro Organismo tiene competencia conforme el artículo 3º de su Ley de creación Nº 8479, en todo el ámbito de la Provincia de Tucumán, en el control y regulación de: "...1. La distribución y comercialización de energía. 2. La generación eléctrica aislada e interconectada de jurisdicción provincial, cuando

estén aplicadas parcial o totalmente al servicio público. 3. El transporte y la generación de energía eléctrica encuadrada en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), en aquellos aspectos en los que la Provincia tenga responsabilidades concurrentes..." El mismo plexo normativo consigna entre sus facultades y funciones, la de "...1. Cumplir y hacer cumplir las obligaciones emergentes de la presente Ley, su reglamentación, las disposiciones complementarias y la normativa nacional aplicable a los servicios públicos bajo su competencia. 2. Controlar y hacer cumplir los contratos de concesión, licencias, permisos, autorizaciones y habilitaciones de los servicios públicos comprendidos bajo su jurisdicción, asegurando que los mismos se presten con continuidad, regularidad, accesibilidad, igualdad, seguridad y calidad. 5. Fiscalizar las actividades de los prestadores de servicios públicos comprendidos bajo su jurisdicción, en todos los aspectos prescritos por la normativa aplicable, respecto de la economía, sustentabilidad, competitividad, eficiencia y equidad de los servicios públicos. 6. Controlar los planes de expansión y las inversiones a cargo de los prestadores y usuarios de los servicios públicos sometidos a su control conforme las leyes, su reglamentación, lo marcos regulatorios y los contratos de concesión, licencias y permisos vigentes. 9. Fijar las bases de cálculo para la determinación de las tarifas de los contratos de concesión, licencias y/o permisos, con arreglo a las disposiciones de esta Ley, sus reglamentaciones y respectivos Marcos Regulatorios, velando por la vigencia de los principios de equidad social, accesibilidad, razonabilidad, justicia y sustentabilidad de las tarifas de cada servicio, aplicando la política que a tales efectos determine el Poder Ejecutivo. 10. Establecer, de conformidad a la presente Ley, las normas complementarias, los Marcos Regulatorios y los contratos de prestación de servicios, las normas adicionales que regirán los respectivos períodos tarifarios de cada servicio público comprendido bajo su jurisdicción, así como los procedimientos para llevar adelante los procesos de revisión tarifaria periódica, en un todo de acuerdo a los contratos de concesión, licencias o títulos. Las normas reflejarán las políticas para el desarrollo de los servicios que, con tal objeto y en carácter de Concedente, establezca el Poder Ejecutivo. 11. Aprobar los Cuadros y Regímenes Tarifarios de los servicios bajo su jurisdicción, respetando la finalidad de la presente Ley, los respectivos Marcos Regulatorios y los contratos de concesión, pudiendo, a tal efecto, establecer los mecanismos que resulten necesarios para garantizar la oportuna disponibilidad de los recursos demandados para la prestación de los servicios conforme a las modalidades contractuales vigentes. Debiendo elevar informe fundado al Poder Ejecutivo respecto de la decisión adoptada. 12. Proponer metodologías para fijar tarifas que contemplen la retribución de las tareas de exploración, explotación y renovación de las fuentes de alimentación de los servicios públicos bajo su jurisdicción 21. Dictar los reglamentos y procedimientos de participación pública. Efectuar la recepción, tratamiento y resolución de las denuncias de los usuarios de manera expeditiva, eficaz y ecuánime que garantice los derechos

afectados....". La Dra. Grunauer, pretende nulificar una Audiencia Pública, con objeto de una Revisión Tarifaria Integral, que más que una prerrogativa resulta una obligación de este Ente de Control, ya que el Poder Concedente y EDET SA celebraron oportunamente el ACTA DE RENEGOCIACIÓN INTEGRAL y ADDENDA al ACTA DE RENEGOCIACIÓN INTEGRAL ("ARI" - Ley Nº 7892) cuyo artículo 1º establece que la Revisión Tarifaria Integral o RTI es el procedimiento que concluirá e implementará el Ente Regulador con el objeto de determinar el Régimen Tarifario y el Cuadro Tarifario de EDET por el período de tiempo de cinco (5) años, sin perjuicio de las revisiones tarifarias extraordinarias previstas en el marco regulatorio eléctrico provincial (latu sensu).- Los artículos 6° y 7° del ARI definen los principios y metodología para la Revisión Tarifaria Integral del servicio público de distribución y comercialización de energía eléctrica, por lo que concluido el período tarifario 2016-2020 -que se rigiera por la Resolución ERSEPT N° 790/2016- se llevó a cabo un nuevo proceso al efecto, con el dictado de la Resolución Nº 645/2020.- La provincial N° 9913, aprueba en su artículo 1º el Acta Acuerdo celebrada entre el Poder Ejecutivo y la Empresa EDET S.A. con intervención del ERSEPT, de fecha 19/08/2025, en el marco del Contrato de Concesión del Servicio Público de Distribución Eléctrica por el cual se fijó el día 30/12/2025, como inicio del Período Tarifario que culmina el 04/08/2030, momento a partir del cual los períodos tarifarios subsiguientes tendrán una duración de cinco (05) años, conforme a lo establecido en el Contrato de Concesión.- Por ello, se dispara el procedimiento de participación pública previsto para una revisión tarifaria integral de Audiencia Pública, en cumplimiento de normativa vigente como lo es la Ley Nº 8479 en la parte pertinente de su artículo 18º.- De esta forma se desvirtúa acabadamente el vicio procedimental argumentado por la presentante. Es dable remarcar también que este ERSEPT, no solo tiene pleno conocimiento de los criterios sentados en el caso "CEPIS y otros c. Ministerio de Energía y Minería s/ Amparo Colectivo" y citados en por un expositor (Rodríguez de la Vega) en cuanto a los procedimientos de participación ciudadana, sino que constantemente los aplica, tanto en las revisiones tarifarias integrales (RTI) como en las revisiones tarifarias por incrementos de los costos de prestación/distribución (VAD, VAARS) por variación de los precios de la economía, citando en los considerandos de las convocatorias al fallo de marras.- La Ley 8479, determinó que el Ente Regulador debía instrumentar los procedimientos de participación pública considerados en el referido marco normativo, previendo que las convocatorias a participar de los mismos se realicen mediante la suficiente comunicación pública, por los medios que entienda necesarios y con antelación razonable, invitando a participar a todas aquellas personas que acrediten un derecho subjetivo o interés en la temática que fuera objeto de la convocatoria. La citada normativa prevé dos tipos de procedimientos participativos, el primero, denominado Consulta Pública Documentada o Documento de Consulta y el segundo, la Audiencia Pública. El primero se encuentra previsto como paso previo al dictado de actos que tengan

por objeto cambios tarifarios originados, exclusivamente, en la variación de los precios de la economía, mientras que el segundo de los nombrados se encuentra previsto en el ordenamiento jurídico provincial para el tratamiento de cambios estructurales en la prestación de los servicios públicos sujetos al control del Ente Regulador (por ejemplo, Revisión Tarifaria Integral - RTI) en la Ley Nº 8479 artículo 18, el cual reza en su parte pertinente: "Procedimientos de Participación Pública: "El ERSEPT reglamentará, publicará e implementará los procedimientos de participación pública, debiendo contemplar que las convocatorias para el desarrollo de los respectivos procedimientos se realicen mediante la suficiente comunicación pública por los medios que entienda necesarios, con razonable antelación, donde se informará el lugar, día y hora de participación en el procedimiento; el lugar, días y horarios en que podrán consultarse los antecedentes y se invitará a participar a todos aquellos que acrediten un derecho subjetivo o interés en la temática precitada. Los procedimientos de participación pública podrán consistir, entre otros, en la Consulta Pública Documentada o la Audiencia Pública. ... 2 Audiencia Pública, la convocatoria y realización de la Audiencia Pública no vinculante se efectuará en las siguientes materias: 2.1 Con motivo de los procesos de revisión tarifaria integral. 2.2 En caso de solicitud fundada de modificación de la tarifa por cambios en las condiciones de la prestación de los servicios (régimen de calidad de servicio, régimen de ampliaciones y extensiones, régimen de sanciones y otros) 2.3. Por cambios de escala o del área de la licencia o concesión. 2.4 Cuando deba resolver cuestiones de naturaleza técnica o regulatoria en el ámbito de su competencia específica que tengan efectos sobre la tarifa, sobre la estructura tarifaria o sobre las condiciones que regulan la calidad de servicio. 2.5. Conductas contrarias a los principios de libre competencia o abuso de situaciones derivadas de monopolio natural o legal o de posición dominante en el mercado. 2.6. Cuando una tarifa, cargo, clasificación o servicio de un prestador sea previamente considerada por el ERSEPT, con fundamento suficiente, como inadecuada, indebidamente discriminatoria o preferencial, según la naturaleza del servicio o cuando se considere alterado el principio de razonabilidad o justicia tarifaria. Podrá participar en la Audiencia Pública todas las personas físicas o jurídicas, públicas o privadas que invoquen un derecho o interés simple, difuso o de incidencia colectiva, relacionado con la audiencia pública. En forma previa a la participación deben inscribirse en el registro habilitado al efecto y presentar por escrito un informe que refleje el contenido de la exposición a realizar, pudiendo acompañar toda otra documentación y/o propuesta relacionada con el tema a tratar. Las audiencias pueden ser presenciadas por el público en general y los medios de comunicación" La regulación efectuada por el Legislador Provincial se corresponde con los criterios sentados por la Corte Suprema de Justicia de la Nación en la causa "Centro de Estudios para la Promoción de la Igualdad y la Solidaridad y Otros c/Ministerio de Energía y Minería s/Amparo Colectivo" (CEPIS), en fecha 18/08/2016 en la que se expresó: "...Que ..., este Tribunal

resolverá ahora la cuestión atinente a si resulta obligatoria la celebración de audiencia pública como procedimiento previo al dictado de las resoluciones ... En este sentido, corresponde recordar que el art. 42 de la Constitución Nacional ... fue incorporada por la Convención Reformadora de 1994 en la primera parte de la Constitución Nacional, dentro del capítulo titulado "Nuevos Derechos y Garantías"... (Cons. 14) Que la consulta de los debates llevados a cabo en la Convención con motivo de reconocimiento expreso de este nuevo derecho, proporcionan dos conclusiones que, ... En primer lugar, ... corresponde interpretar que el texto constitucional puesto en vigencia reconoce en esta materia la participación ciudadana en la toma de decisiones públicas con un contenido amplio, traduciendo una faceta del control social que puede manifestarse de maneras distintas y cuya ponderación ha sido dejada en manos del legislador, al que corresponde prever el mecanismo que mejor asegure aquella participación en cada caso ...(Cons. 15). El otro aporte significativo que puede extraerse de la deliberación realizada en el seno de la Convención Constituyente es que este nuevo derecho resulta operativo..., aunque por cierto se deje en manos de la autoridad legislativa, como sucede en el campo de todos los derechos (artículo 28) la determinación circunstanciada de los diversos procedimientos y situaciones bajo los cuales tendría lugar el nuevo derecho consagrado expresamente en favor de los usuarios... (Cons. 17). Que en materia tarifaria la participación de los usuarios de un servicio público no se satisface con la mera notificación de una tarifa ya establecida... Estas audiencias constituyen una de las varias maneras de participación ciudadana en la toma de decisiones públicas. Sin embargo, no son la única alternativa constitucional, en tanto el art. 42 -como se expresó- no las prevé ni explícita ni implícitamente, sino que deja en manos del legislador la previsión del mecanismo que mejor asegure aquella participación en cada caso. De la redacción del art. 42 se desprende la clara intención de los constituyentes de 1994 de que consumidores y usuarios - expresamente en la forma de asociaciones, e implícitamente de un modo genérico- participen en la elaboración de ciertas disposiciones de alcance general a cargo de la Administración cuando, como en el caso, al fijar tarifas, puedan proyectar los efectos sobre los derechos e intereses de aquellos (conf .doctrina de la disidencia de los jueces Lorenzetti y Zaffaroni en Fallos: 329:4542) ... el debate público mejora la legitimidad de las decisiones al requerir criterios comprensivos de las distintas posiciones para arribar a un consenso entrecruzado, que si bien no conducirá a lo que cada uno desea individualmente permitirá en cambio lo que todos deseamos, es decir, vivir en una sociedad ordenada sobre la base de un criterio más realista de justicia.... (Cons. 18) ". También debemos remarcar un reciente fallo de nuestra Excma. Cámara en lo Contencioso Administrativo, donde no se hace lugar al amparo instado por Defensoría del Pueblo - Expte. Nº 469/23, que pretendía la inconstitucionalidad del artículo 18º de la Ley Nº 8479 en su parte correspondiente e indica en sus considerandos: "La previsión expresa contenida en la norma, del escenario de

cambio tarifario originado en la variación de los precios, hace que la citada ley n° 8479 -que se encuentra vigente por ley n° 9924 (Digesto Jurídico)- resulte plenamente aplicable al caso de autos". En Relación al artículo 42 de nuestra Constitución Nacional "...corresponde interpretar que el texto constitucional puesto en vigencia reconoce en esta materia la participación ciudadana en la toma de decisiones públicas con un contenido amplio, traduciendo una faceta del control social que puede manifestarse de maneras distintas y cuya ponderación ha sido dejada en manos del legislador, al que corresponde prever el mecanismo que mejor asegure aquella participación en cada caso (conf. especialmente págs. 4352, 4355, y 4357/4360 de la sesión del 17 de agosto citada)". Este Organismo mediante Resolución EPRET N° 574/2006, aprobó el Reglamento de Audiencias Públicas, mientras que por Resolución ERSEPT N° 536/2020, determinó que los procedimientos de participación ciudadana previstos en el art. 18 de la Ley N° 8479, se podrán celebrar a través de una modalidad remota, virtual y no presencial que asegure la libre concurrencia y amplia participación ciudadana, todo a efectos de evitar la presencia física o el traslado de personas a la sede del organismo (Reglamento de Procedimiento Participativo Digital). La Audiencia Pública con las características citadas, probada eficacia (conforme la practicada en la Previa revisión Tarifaria Integral) amplia el marco de participación ciudadana, ya que la persona puede realizar su presentación en forma presencial u online a través de un link otorgado al efecto y cuenta con todo el expediente ERSEPT -7139/390-E-2025- escaneado y subido a la página de este ERSEPT para su consulta, pudiendo seguir paso a paso el desarrollo de lo actuado, dotando de una transparencia total al proceso y con la posibilidad de poder compartir con asesores personales o técnicos correspondientes las materias involucradas para su mejor comprensión y debate. - El procedimiento en cuestión cuenta con un amplio plazo para practicar la inscripción al mismo (10 de diciembre al 22 diciembre inclusive del corriente año) y acercar la documentación que cada participante considere pertinente para análisis inherente a la materia objeto de la Audiencia (desde el comienzo del período y hasta el 26 de diciembre de 2025) siendo que la Audiencia propiamente dicha se realizó el día 5 de enero del año 2026 a hs. 09:00 en el Sheraton Hotel Tucumán, sito en Avenida Soldati Nº 440, San Miguel de Tucumán. Es así que queda demostrado el amplio plazo con que cuenta el ciudadano/usuario de este servicio público de distribución de energía eléctrica para intervenir en el proceso y de una manera asequible, como lo es la vía digital, derribando barreras como las largas distancias (para usuarios del interior de nuestra Provincia) lo que asiste más aún a la idea de contar con la mayor participación pública posible. El proceso netamente físico o presencial, impedía a usuarios o interesados de escasos recursos o radicados en zonas rurales o lejanas el ejido capitalino trasladarse hasta las oficinas del Organismo para lograr una inscripción al Procedimiento de participación en ciernes, extraer copias de un expediente de voluminosidad importante y mucho menos trasladarse, nuevamente, al lugar en

FOLIO Nº 4181

el día y hora previstos para la realización de la Audiencia en sí misma.- La modalidad elegida, garantiza su publicidad, permite la inscripción abierta, permite asistencia en igualdad de condiciones, facilita participación a personas de diversas localidades, aumenta la capilaridad territorial, evita costos, tiempos y barreras geográficas. Desde el punto de vista constitucional, la virtualidad es incluso más amplia y democrática que la presencialidad tradicional.- Analizados los fundamentos de la presente Convocatoria a Audiencia Pública para efectuar la Revisión Tarifaria Integral del servicio público de distribución de energía eléctrica por redes y encontrándose desvirtuado cualquier tipo de incumplimiento tanto a normas de fondo como procedimentales; debemos referirnos ahora a los intrincados argumentos referentes a falta de información o información insuficiente, exigüidad de plazos, tratamiento de materias diferentes u obstáculos en relación al medio de inscripción.- Las "materias diferentes" a las que alude en su exposición se encuentran descriptas tanto en el Acta de Renegociación Integral, como en la Resolución Nº 645/2020 y son de dominio público, por lo que teniendo en cuenta los periodos tarifarios discriminados por la normativa descrita previamente, pueden irse analizando y proyectando con la antelación que se estime conveniente de cara a una Revisión Integral. Entendiendo esta parte la complejidad de la materia objeto de la presente revisión, no puede escindirse de las previsiones legales y contractuales que imponen la misma, por lo que en cumplimiento estricto de sus funciones puso a disposición de los usuarios y de la comunidad en general toda la documentación aportada por la distribuidora desde el comienzo del proceso, con casi un mes de antelación a la celebración de la Audiencia como en procesos semejantes realizados previamente, sosteniendo sus actos propios.- El plazo aparece más que razonable y con la información a disposición en forma permanente, una persona puede incluso asesorarse con técnicos especializados, realizar aportes en el expediente que son subidos a la página del Organismo y cotejar con las presentaciones realizadas con la distribuidora y los otros participantes para luego exponer en base a ello al momento de la Audiencia en sí misma.- Ya perimido el sistema presencial obsoleto de inscripción, que preveía la presentación con Documento Nacional de Identidad en mano frente al instructor designado en las oficinas del Organismo, la inscripción al procedimiento a través de mail oficial al efecto, aportando formulario y documentación pertinente con acuse de recepción de forma virtual, aparece como una propuesta más que superadora; pudiéndose contemplar otro sistema para procedimientos posteriores pero que de ninguna manera pueden traer aparejado una nulidad de la Audiencia Pública. - Prueba de la eficacia del sistema queda plasmada los numerosos inscriptos a la Audiencia y que fueran previamente detallados, con la participación de la Representante del Usuario, asociaciones de defensa de consumidores, usuarios e interesados en general y del Defensor del Pueblo (de raigambre constitucional) sin que se recibieran impugnaciones o planteos al procedimiento que se desarrolló con total normalidad.- Tampoco logra esta parte desentrañar cual sería la supuesta

violación a la información ambiental que cita, como último intento de fundamentar su pretensión nulificatoria, sin respaldo fáctico o jurídico, más que reiterar los planteos desvirtuados ut supra. - Es así como se constata que la versión digital del expediente y las diferentes actuaciones agregadas al mismo, resultaron más accesible que su equivalente físico, toda vez que no requería de la presencia física e intervención personal alguna y se encontraba disponible para toda la comunidad, más allá de su condición de parte del procedimiento por el que tramita la RTI, y que conlleva además al ahorro en gastos en fotocopias, tiempo y dinero para traslado de modo de efectivizar su consulta, etc., permitiendo que usuarios de varios puntos cardinales de la provincia, alejados de la ciudad de San Miguel de Tucumán, participaran en la audiencia o hicieran, inclusive, presentaciones posteriores.- La totalidad de la información estuvo accesible con una calidad y formato que permitió a los usuarios acceder a la misma sin dificultad, lo que se evidencia a partir de los numerosos comentarios formulados por los usuarios a lo largo de la audiencia y en las presentaciones posteriores, que evidencian que fue posible evaluar y juzgar la información puesta a disposición en el expediente digital, garantizando el goce del derecho contenido en el art. 42 de la Constitución Nacional.- Al respecto es dable destacar que asistieron a la audiencia organizaciones con personal capacitado para procesar la información técnica suministrada, APUAYE (Asociación Profesionales Universitarios del Agua y Energía Eléctrica), la Unión de Usuarios y Consumidores Filial Regional NOA, FODECUS – Frente de Organizaciones en Defensa de Consumidores y Usuarios, Asociación Civil Derechos de Usuarios y Consumidores, Representante del Usuario y Sindicato Luz y Fuerza Tucumán, que junto a la Defensoría del Pueblo, constituyen un canal apto para intermediar entre el sector público y la ciudadanía, por lo cual, habiendo sido puesto a disposición de manera pública el expediente completo, las asociaciones mencionadas pudieron procesar la información allí obrante y ser un canal de consulta para los usuarios. Prueba del experiencia de estas asociaciones es la multiplicidad de observaciones formuladas por ellas, relacionadas con el marco regulatorio y con la revisión tarifaria objeto de la audiencia celebrada.- Asimismo, según el precedente "CEPIS" de la CSJN, la información técnica es considerada como suficientemente explicativa si es útil para la deliberación de los interesados, y que esa deliberación sea considerada por la autoridad. En el presente caso, tal deliberación ha quedado debidamente demostrada con la participación de los exponentes que se refirieron fundadamente a los aspectos técnicos (por ejemplo el Legislador Luis Alberto Olea, Sr. Carlos Rubén González, Sr. Hugo Hernán Coronel, Dr. Carlos Américo Ponce de León, Sr. Sebastián Paz, Sr. José Rodolfo Molina, Sr. Francisco Oscar Mejías, etc).- Específicamente, en cuanto al tratamiento del objeto por el cual se convocó a Audiencia Pública (Resolución ERSEPT N° 1167/25 y modificatoria)"... i) La Revisión Tarifaria Integral (RTI) Ordinaria de EDET SA correspondiente al servicio público de distribución de energía eléctrica por redes para el período

tarifario quinquenal comprendido entre el 30 de diciembre de 2025 y el 4 de agosto de 2030. ii) Plan de Obras Obligatorio y Plan de Obras de Transporte de energía eléctrica para Tucumán, para agregar al transporte de electricidad por distribución troncal a los Planes Obligatorios de Inversiones de la Concesionaria. iii) Tratamiento de los Regímenes de Calidad de Servicio Público y Sanciones. iv) Tratamiento del Régimen de Extensión de Redes. v) Tratamiento del Régimen y Cuadro Tarifario. vi) Programa de Eficiencia Energética. vii) Manual de Contabilidad Regulatoria. viii) Energía Renovable y Generación Distribuida. ix) Régimen de Transición Energética."; incorporándose a las actuaciones de cabecera el informe técnico practicado por el Gerente de Asuntos Económicos, Mag. Alejandro Danon.- En el mismo obra, además del lógico análisis de las materias objeto de la presente procedimiento de revisión tarifaria y en la medida de su competencia, las consideraciones técnicas/ regulatorias efectuadas a partir de las intervenciones de los expositores durante la Audiencia Pública.- Asimismo, se adjuntan los informes de rigor practicados por la Gerente General, Dra. Laura María Duarte y el Gerente de Energía Eléctrica, Ing. José Antonio Torres.- A fs.3273 a 3306 se encuentra agregada documentación, por la Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A (EDET) Audiencia pública Revisión Tarifaria Integral 2025-2030. A fs.3308 a 3335 se encuentra agregada documentación por BA Energy Solutions - EDET Revisión tarifaria Integral 26-31 Audiencia pública. A fs.3336 a 3342 Informe de Representante de los usuarios del Ente Regulador de Servicios Públicos de Tucumán (ERSEPT) Sra. Silvia López.- A fs. 3343 a 3354 Informe de LA UNION de usuarios y consumidores Filial Regional Noa.- A fs.3355 a 3376 Informe de ADELAT (Asociación de Distribuidoras de Energía Eléctrica Latinoamericanas.).- A fs. 3378 a 3382 Exposición Revisión Tarifaria Integral EDET – David Palomino Nieva.- A fs.3383 a 3391 Exposición de Usuario particular – Anabia Guillermo.- A fs.3392 a 3393 Notas GAE (Gerencia de Asuntos Económicos).- A fs.3394 a 3426 Exposición de ADEERA (Asociación de distribuidores de energía eléctrica de la República Argentina).- A fs.3427 a 3430 Escritura N° 1 – Acta de constatación a requerimiento del ERSEPT Audiencia Pública Documentada en el marco de la RTI 2025/2030.- A fs.3431 a 3444 se agrega copia impresa de versión taquigráfica, correspondiente a la Audiencia Pública convocada por el ERSEPT 05 de enero 2026 para Revisión de la tarifa integral 2025/2030 del servicio de distribución de Energía eléctrica de la provincia de Tucumán bajo resoluciones ERSEPT N°1167/25 y N°1168/25.- De fs. 3445 a 3639 consta continuación de copia impresa de versión de informe taquigráfico correspondiente a la Audiencia Pública convocada por el ERSEPT 05 de Enero de 2026 para Revisión de la Tarifa Integral 2025/2030 del servicio de distribución de energía eléctrica de la provincia de Tucumán bajo resoluciones 1167/25 y 1168/25. A fs. 3640 consta de Dictamen N° 43/26 de Gerencial Legal perteneciente al ERSEPT en Ref.Exp. N°7139/390-E-25-EDET SA. S/RTI 2025-2030. Fecha de emisión: 15 de Enero de 2026. A fs. 3641 consta de Nota de Gerencia de Asuntos Económicos

perteneciente al ERSEPT en Ref. Expte. N° 7139/390-E-25-EDET SA. S/RTI 2025-2030. Fecha de emisión: 22 de Enero de 2026. A fs. 3642 – 3654 obra informe presentado por ERSEPT sobre "Análisis de las Exposiciones en el Marco de la Revisión Tarifaria Integral (RTI) 2025-2030.- A fs. 3655 corresponde a Nota de Gerencia de Asuntos Económicos por parte de ERSEPT, emitida el 17 de Abril de 2026.- Asimismo, corresponde analizar y dar respuesta a los usuarios, cuyas intervenciones en la Audiencia Publica Documentada, determinan los informes pertinentes elaborados por la Gerencia de Asuntos Económicos ERSEPT, conforme su competencia.- La Representante de los Usuarios en el ERSEPT, Sra. Silvia Elena López, manifestó: 1) que no le resulta claro si en la factura del servicio eléctrico se incluyen tasas u otros conceptos; y 2) solicitó gestionar ante el Gobierno Provincial la continuidad de la Tarifa Social Eléctrica, atento al retiro de subsidios a nivel nacional.- En relación con lo planteado, respecto de la inclusión de tasas u otros conceptos en la factura del servicio eléctrico, corresponde señalar que la conformación de la boleta y la incorporación de determinados ítems deben ajustarse al marco normativo vigente y a las disposiciones específicamente aplicables en la jurisdicción provincial. En tal sentido, este Ente Regulador se ha expedido sobre dicha cuestión en la normativa correspondiente, debiendo tales conceptos encontrarse debidamente autorizados e identificados de manera clara y diferenciada en la factura.- Por otra parte, en lo referido a la solicitud de continuidad de la Tarifa Social Eléctrica frente a la reducción de subsidios nacionales, se informa que en el marco del actual proceso de Revisión Tarifaria Integral se ha contemplado la continuidad de dicho instrumento, con el objetivo de contribuir a la protección de los usuarios en situación de vulnerabilidad socioeconómica y resguardar el acceso al servicio eléctrico en condiciones de asequibilidad.- El Legislador Sr. José Nicolás Seleme manifestó: 1) Que existen actividades no reguladas vinculadas al uso de postes e instalaciones de la distribuidora por parte de empresas de telefonía e internet, señalando que los ingresos derivados de tales usos deberían ser considerados a los fines tarifarios; 2) Que la existencia de empresas vinculadas o contratistas de la distribuidora podría incidir en un incremento de sus costos de funcionamiento; y 3) Que el esquema tarifario residencial vigente presenta falencias en la determinación de escalones y categorías aplicables al Cargo por Uso de Red, generando saltos significativos ante determinados niveles de consumo. En relación con lo manifestado respecto de los ingresos derivados de actividades no reguladas vinculadas al uso de postes y demás instalaciones de la distribuidora por terceros, corresponde señalar que en el marco de la presente Revisión Tarifaria Integral el ERSEPT ha establecido un criterio regulatorio específico para el tratamiento de los ingresos provenientes de actividades no reguladas desarrolladas por la distribuidora cuando las mismas utilicen activos cuya remuneración haya sido reconocida dentro del ingreso regulado. En tal sentido, se dispone que las pérdidas derivadas de dichas actividades no podrán ser trasladadas al servicio público regulado ni reconocidas en tarifa, por constituir

FOLIO Nº 4185

riesgo empresario propio de actividades desarrolladas en condiciones de mercado. Asimismo, cuando tales actividades generen ingresos mediante el uso de activos regulados, dichos ingresos quedan sujetos a un mecanismo de compartición en favor de los usuarios del servicio público.- Asimismo, en cuanto a lo manifestado respecto de la existencia de empresas vinculadas o contratistas de la distribuidora y su eventual incidencia sobre los costos reconocidos, corresponde indicar que la determinación de los costos de explotación adoptada en el presente proceso tarifario no se efectúa sobre la base de los costos particulares efectivamente declarados por EDET S.A. ni de las contrataciones específicas que ésta celebre con terceros. Por el contrario, dicha determinación surge del estudio técnico de una empresa modelo o de referencia eficiente, construido sobre la base de criterios regulatorios objetivos, requerimientos operativos razonables y herramientas de benchmarking aplicadas al servicio de distribución eléctrica. En tal sentido, la metodología adoptada se orienta a reconocer únicamente aquellos costos que resultan necesarios para una prestación eficiente del servicio, con independencia de la estructura societaria, contractual o empresaria particular de la concesionaria. Ello permite resguardar criterios de objetividad, eficiencia, razonabilidad, transparencia y trazabilidad en la estimación de los costos reconocibles, sin perjuicio de las facultades de control y verificación que corresponden al Ente respecto de la información presentada en el expediente.- Finalmente, en relación con las observaciones formuladas sobre el esquema tarifario aplicable a los usuarios residenciales, corresponde señalar que en el marco de la presente Revisión Tarifaria Integral el ERSEPT ha evaluado alternativas de adecuación del régimen tarifario tendientes a mejorar la asignación de costos entre categorías de usuarios, procurando una mayor correspondencia entre el diseño tarifario y el patrón de uso del sistema eléctrico. En ese sentido, la revisión del régimen aplicable al Cargo por Uso de Red ha considerado la necesidad de reducir distorsiones, morigerar efectos no deseados en los cambios de categoría y propender a una estructura más consistente con criterios de equidad, eficiencia y sostenibilidad regulatoria.- El Legislador provincial Sr. Luis Alberto Olea, en su carácter de Presidente de la Comisión de Energía, manifestó: 1) Que, pese a la decisión legislativa adoptada por la Provincia mediante la Ley N° 9.912, el régimen de Generación Distribuida no se encuentra reflejado de manera operativa en el cuadro tarifario vigente; y 2) valoró la aplicación, por parte del ERSEPT, del criterio de vulnerabilidad socio-territorial en materia de Tarifa Social Eléctrica.- En relación con lo manifestado respecto de la Generación Distribuida, corresponde señalar que el ERSEPT ha avanzado en la definición del régimen regulatorio aplicable a los usuarios-generadores en el ámbito provincial, y que en el marco del presente proceso de Revisión Tarifaria Integral se contempla la incorporación del tratamiento tarifario específico correspondiente, a fin de dotar de operatividad al esquema previsto en la normativa vigente y compatibilizar su implementación con criterios de eficiencia, sostenibilidad económica y adecuada asignación de costos del servicio de

distribución.- Por otra parte, en relación con la aplicación del criterio de vulnerabilidad socio-territorial en materia de Tarifa Social Eléctrica, corresponde señalar que el ERSEPT ha impulsado la actualización de la herramienta de Zonas de Vulnerabilidad Socioterritorial (ZVST) como insumo técnico destinado a mejorar la focalización del beneficio y fortalecer la asignación de políticas públicas vinculadas al acceso a los servicios públicos esenciales. Dicha actualización permite contar con una herramienta metodológicamente robusta y validada para identificar situaciones de vulnerabilidad en el territorio provincial, contribuyendo a una asignación más equitativa y eficiente de los beneficios asociados a la Tarifa Social Eléctrica.- El representante del Sindicato de Luz y Fuerza Tucumán, Sr. Héctor Galván, manifestó que las decisiones tarifarias inciden de manera directa sobre las condiciones necesarias para sostener la adecuada prestación del servicio público de energía eléctrica, y solicitó la ampliación de los beneficios de la Tarifa Social Eléctrica.- En relación con lo manifestado, corresponde señalar que en el marco del presente proceso de Revisión Tarifaria Integral se ha considerado la necesidad de sostener y fortalecer los instrumentos de protección social vinculados al servicio eléctrico, en particular la Tarifa Social Eléctrica, procurando compatibilizar la cobertura a usuarios en situación de vulnerabilidad con la sostenibilidad económica de la prestación. En tal sentido, el diseño propuesto contempla la evaluación de alternativas orientadas a mejorar el alcance y focalización del beneficio, dentro de un esquema consistente con los recursos requeridos para la adecuada prestación y mantenimiento del servicio.- En representación de AGEERA, el Sr. Fernando Claudio Antognazza manifestó: 1) Que la tarifa debe reconocer un Valor Agregado de Distribución suficiente para cubrir costos, inversiones y una rentabilidad razonable; y 2) La necesidad de revisar el mecanismo de pass through y su adecuación a la estructura tarifaria nacional vigente, tanto en lo referido a los costos de abastecimiento del Mercado Eléctrico Mayorista como al tratamiento regulatorio de los costos de abastecimiento fuera del MEM.- En atención a lo manifestado, corresponde señalar que este Ente Regulador ha llevado adelante, en el marco del presente proceso de Revisión Tarifaria Integral, una evaluación técnica integral del requerimiento de ingresos de la distribuidora, a fin de determinar un Valor Agregado de Distribución consistente con una prestación eficiente del servicio público, con las necesidades de inversión reconocibles del sistema y con una remuneración compatible con los criterios de razonabilidad regulatoria aplicables. Dicha determinación no implica el reconocimiento automático de los valores pretendidos por la concesionaria, sino la estimación de un ingreso regulado sobre la base de criterios de eficiencia, sostenibilidad económica y cumplimiento del marco legal y contractual vigente. Los fundamentos de esta determinación obran en el informe técnico y en los anexos incorporados a las presentes actuaciones. Por otra parte, en relación con el mecanismo de traslado de los costos de abastecimiento y su adecuación a la estructura tarifaria nacional vigente, corresponde indicar que el ERSEPT ha

considerado en su propuesta tarifaria las disposiciones emergentes del Contrato de Concesión y de la normativa nacional aplicable en materia de costos de abastecimiento del Mercado Eléctrico Mayorista, así como los criterios regulatorios pertinentes para el tratamiento de los restantes componentes vinculados al abastecimiento, incluidos aquellos correspondientes a abastecimientos fuera del MEM, todo ello conforme al marco jurídico y regulatorio vigente.- En representación de la Unión de Usuarios y Consumidores de Tucumán, el Dr. Miguel Francisco Paz manifestó: 1) Objeciones respecto de la composición del Cargo por Uso de Red dentro del Valor Agregado de Distribución y de su incidencia sobre los incentivos al ahorro energético; 2) Observaciones sobre la estructura del cuadro tarifario residencial, proponiendo ampliar la cantidad de estratos aplicables; 3) Cuestionamientos al criterio de categorización basado en promedios de consumo de mayor amplitud temporal; y 4) La necesidad de fortalecer la actualización, legitimidad y focalización del padrón de beneficiarios de la Tarifa Social Eléctrica mediante reempadronamiento, cruces de información y mecanismos dinámicos de revisión. En atención a lo manifestado respecto del Cargo por Uso de Red, corresponde señalar que dicho componente tarifario se vincula con los costos asociados a la disponibilidad, capacidad, operación y mantenimiento de la red de distribución, los cuales no dependen exclusivamente del consumo de energía registrado en un período determinado. En términos regulatorios, ello responde a que una parte sustancial de los costos de distribución es de naturaleza fija o cuasi fija y se encuentra asociada a la necesidad de mantener disponible la infraestructura y su capacidad para atender la demanda de los usuarios, con independencia de los kWh efectivamente consumidos en cada mes. En tal sentido, la literatura regulatoria y la experiencia comparada reconocen que la recuperación de estos costos puede instrumentarse mediante cargos fijos, de acceso, de capacidad o semivariables, reservando a los componentes estrictamente volumétricos un rol principalmente vinculado al uso energético y a aquellos costos que efectivamente varían con la energía transportada. Sobre esa base, el diseño del régimen tarifario procura asignar de manera más adecuada los costos propios del servicio de distribución, diferenciándolos de los correspondientes al abastecimiento y al transporte, y reflejando que el uso del sistema no se agota en la energía demandada en un período puntual, sino que comprende también la disponibilidad permanente de red requerida para abastecer a cada suministro. Asimismo, en relación con la propuesta de ampliar la cantidad de estratos aplicables al cuadro tarifario residencial y reformular la estructura de segmentación del Cargo por Uso de Red, corresponde indicar que dicha alternativa ha sido evaluada técnicamente por este Ente Regulador en el marco del análisis integral del régimen tarifario. No obstante, se concluyó que una segmentación más desagregada no necesariamente mejora la asignación de costos ni la señal económica del esquema, pudiendo incluso introducir nuevas discontinuidades o efectos no deseados en los cambios de categoría. En tal

sentido, la propuesta adoptada surge de una evaluación comparada de alternativas, orientada a compatibilizar criterios de equidad, eficiencia, simplicidad operativa, transparencia y sostenibilidad regulatoria. En igual sentido, respecto del criterio de categorización de los usuarios sobre la base de períodos breves de consumo actual o promedios de corta duración, corresponde señalar que la amplitud temporal considerada en la metodología responde a la necesidad de representar de manera más adecuada el patrón de uso del sistema por parte de cada suministro a lo largo del tiempo, incluyendo variaciones estacionales propias del servicio eléctrico. Ello reviste especial relevancia en una provincia con marcada estacionalidad de consumo, como ocurre en Tucumán, donde la utilización de períodos más reducidos podría no reflejar adecuadamente la exigencia que determinados usuarios imponen a la red, afectando la consistencia de la asignación de costos.- Finalmente, en lo referido a la Tarifa Social Eléctrica y a la necesidad de fortalecer la legitimidad, actualización y focalización del padrón de beneficiarios, corresponde indicar que el ERSEPT ha previsto mecanismos de revisión y actualización periódica del universo alcanzado, mediante procesos de validación, depuración y control sustentados en cruces de información con bases de datos de organismos competentes, así como en instancias de renovación obligatoria para los usuarios solicitantes. Asimismo, este Ente Regulador ha impulsado la actualización de la herramienta de Zonas de Vulnerabilidad Socioterritorial (ZVST) como insumo técnico destinado a fortalecer la focalización del beneficio y contribuir a una asignación más objetiva, equitativa y eficiente de la Tarifa Social Eléctrica.- La Sra. Paola Andrea Romina Romano manifestó: 1) La necesidad de mantener y ampliar la Tarifa Social Eléctrica; y 2) Objeciones respecto del funcionamiento del Cargo por Uso de Red (CUR).- En relación con lo solicitado respecto de la continuidad y eventual ampliación de la protección a los sectores vulnerables, corresponde señalar que en el marco del presente proceso de Revisión Tarifaria Integral se ha contemplado la continuidad de la Tarifa Social Eléctrica como instrumento de protección orientado a usuarios en situación de vulnerabilidad socioeconómica. Asimismo, el diseño propuesto considera la evaluación de alternativas tendientes a mejorar el alcance y focalización del beneficio, procurando compatibilizar dicho objetivo con la sostenibilidad económica de la prestación del servicio. En relación con lo planteado respecto del Cargo por Uso de Red (CUR), corresponde señalar que su funcionamiento debe analizarse de manera integral, en tanto dicho componente tarifario se encuentra vinculado a los costos asociados a la disponibilidad, capacidad, operación y mantenimiento de la red de distribución, los cuales no dependen exclusivamente del consumo de energía registrado en un mes determinado. En tal sentido, la utilización de un promedio de consumo de mayor amplitud temporal responde a la necesidad de representar de manera más adecuada el patrón de uso del sistema por parte de cada suministro y de morigerar los efectos de la estacionalidad propia del servicio eléctrico. Bajo este criterio, el comportamiento del CUR no debe valorarse

aisladamente en períodos puntuales de menor consumo, sino en su funcionamiento intertemporal, dado que la metodología adoptada procura evitar variaciones bruscas en la categorización tarifaria y otorgar mayor estabilidad a la asignación de los costos de red. En consecuencia, el diseño del CUR no responde a una lógica de penalización del usuario, sino a un criterio regulatorio orientado a reflejar de manera más razonable el uso del sistema y a distribuir los costos de distribución de forma más estable, transparente y consistente con la naturaleza del servicio.- El Sr. José Ramón Vilte Grande manifestó: 1) Observaciones respecto de la publicidad y accesibilidad de las fórmulas tarifarias aplicables; y 2) Consultas en relación con el tratamiento de las pérdidas técnicas y no técnicas dentro del esquema tarifario.- En relación con lo manifestado respecto de las fórmulas tarifarias, corresponde señalar que los criterios metodológicos, fórmulas y parámetros considerados en el marco de la presente Revisión Tarifaria Integral forman parte de la documentación técnica incorporada al expediente y de los anexos correspondientes, puestos a disposición conforme a los mecanismos institucionales y de publicidad aplicables al proceso. Sin perjuicio de la complejidad técnica propia de la regulación del servicio eléctrico, el diseño tarifario responde a criterios objetivos, verificables y auditables, establecidos de conformidad con el marco normativo vigente.- En cuanto al tratamiento de las pérdidas de energía, corresponde distinguir entre pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas. Las pérdidas técnicas son aquellas que se originan en el propio funcionamiento físico de la red eléctrica, incluyendo el transporte y la transformación de la energía, y resultan inherentes a la prestación del servicio dentro de determinados parámetros de eficiencia, por lo que su tratamiento regulatorio contempla niveles eficientes de reconocimiento.- Por su parte, las pérdidas no técnicas se vinculan con situaciones tales como fraude, conexiones irregulares, deficiencias de medición u otras contingencias evitables, por lo que su tratamiento regulatorio no puede implicar un reconocimiento irrestricto en tarifa y debe orientarse a incentivar su control y reducción por parte de la distribuidora. En tal sentido, el esquema tarifario procura reconocer únicamente aquellos costos que resultan eficientes y propios de la prestación del servicio, resguardando a los usuarios de la transferencia de ineficiencias operativas ajenas a una gestión razonable.- El Sr. Carlos Rubén González manifestó: 1) Que el Valor Agregado de Distribución constituye el componente tarifario de jurisdicción provincial y que su expresión en factura se realiza a través del Cargo por Uso de Red (CUR); 2) Objeciones respecto del criterio de categorización tarifaria basado en el promedio móvil de consumo de los últimos doce (12) meses; y 3) Cuestionamientos específicos sobre la exclusión de consumos iguales a cero del cálculo del promedio y sobre la vinculación del CUR con el consumo del usuario.- En relación con lo manifestado, corresponde señalar, en primer término, que el Valor Agregado de Distribución constituye efectivamente el componente tarifario bajo jurisdicción provincial y que su tratamiento resulta materia propia del presente proceso de Revisión Tarifaria

Integral. Su expresión en factura a través del Cargo por Uso de Red responde a una metodología orientada a asignar los costos propios de la actividad de distribución, los cuales se vinculan con la disponibilidad, capacidad, operación y mantenimiento de la red eléctrica y no dependen exclusivamente del consumo de energía registrado en un período puntual.- En segundo lugar, respecto del criterio de determinación del CUR sobre la base de un promedio móvil de consumo, corresponde indicar que dicha metodología procura representar de manera más adecuada el patrón de uso del sistema por parte de cada suministro a lo largo del tiempo, morigerando los efectos de la estacionalidad y evitando cambios bruscos en la categorización tarifaria. En tal sentido, la clasificación en categorías sobre la base de consumos promediados no responde a un criterio discrecional, sino a una lógica regulatoria orientada a dotar de mayor estabilidad, previsibilidad y consistencia a la asignación de los costos de red.- En relación con la observación referida a la exclusión de consumos iguales a cero, corresponde señalar que en la presente Revisión Tarifaria Integral se ha previsto su revisión dentro del cálculo del promedio utilizado para la categorización tarifaria, a fin de mejorar la representatividad del indicador y fortalecer la transparencia de la metodología aplicada.- Finalmente, en cuanto al planteo relativo a la vinculación del CUR con el consumo del usuario, corresponde aclarar que dicho cargo no procura reflejar únicamente el consumo de energía de un mes determinado, sino el patrón de uso del sistema en una dimensión intertemporal, consistente con la naturaleza de los costos de distribución. En consecuencia, su fundamento regulatorio no radica en una lógica recaudatoria desvinculada del servicio, sino en la necesidad de asignar de manera razonable y estable los costos asociados a la red eléctrica entre las distintas categorías de usuarios.- El Sr. Hermenegildo García, en representación de FODECUS, manifestó: 1) Objeciones al Cargo por Uso de Red, por considerar que su diseño resulta perjudicial para los usuarios; 2) Cuestionamientos respecto de los conceptos incluidos en la factura del servicio eléctrico, solicitando que la boleta contenga únicamente los importes correspondientes al servicio; 3) Observaciones en torno al factor de potencia y su inclusión en factura; 4) La necesidad de mantener los subsidios y la Tarifa Social Eléctrica; y 5) Planteos vinculados al régimen de sanciones aplicable frente a incumplimientos de la distribuidora.- En relación con lo manifestado respecto del Cargo por Uso de Red, corresponde señalar que dicho componente tarifario responde a un criterio regulatorio orientado a asignar los costos propios de la actividad de distribución, los cuales se vinculan con la disponibilidad, capacidad, operación y mantenimiento de la red eléctrica y no dependen exclusivamente del consumo de energía registrado en un período puntual. En tal sentido, la metodología adoptada procura reflejar de manera más adecuada el patrón de uso del sistema por parte de cada suministro, morigerar los efectos de la estacionalidad y evitar cambios bruscos en la categorización tarifaria, promoviendo una asignación más estable y consistente de los costos de red entre usuarios.- En relación con los

ERSEPT FOLIO Nº 4891

cuestionamientos formulados respecto de los conceptos incluidos en la factura del servicio eléctrico, corresponde señalar que la conformación de la boleta y la inclusión de determinados ítems deben ajustarse al marco normativo vigente y a las disposiciones específicamente aplicables en la jurisdicción provincial. En tal sentido, este Ente Regulador se ha expedido sobre dicha cuestión en el ámbito de sus competencias, procurando resguardar la legalidad, claridad y debida identificación de los importes facturados al usuario.- Asimismo, respecto del planteo formulado en torno al factor de potencia, corresponde indicar que se trata de un concepto vinculado a parámetros técnicos propios de la prestación del servicio eléctrico y del uso eficiente de la red, cuyo tratamiento se rige por los criterios técnicos y regulatorios previstos en la normativa vigente y en el régimen tarifario aplicable.- En lo referido al mantenimiento de subsidios y de la Tarifa Social Eléctrica, corresponde señalar que en el marco del presente proceso de Revisión Tarifaria Integral se ha contemplado la continuidad de dicho instrumento como herramienta de protección destinada a usuarios en situación de vulnerabilidad socioeconómica.- Finalmente, en cuanto a los planteos vinculados al régimen de sanciones, corresponde indicar que su aplicación se encuentra sujeta al marco regulatorio vigente y a las competencias específicas de control, fiscalización y sanción propias de este Ente Regulador.- El Sr. Francisco Nicolás Marcelo Rojas manifestó: 1) Objeciones respecto del Cargo por Uso de Red (CUR); 2) Cuestionamientos en relación con el financiamiento del ERSEPT y la conveniencia de que el mismo provenga de rentas generales y no de cargos trasladados al usuario; 3) Observaciones respecto del cobro de la Tasa de Inspección y Control (TIC) en la factura; y 4) Planteos vinculados a la necesidad de mayor visibilidad y transparencia de las sanciones aplicadas a EDET S.A. En lo que respecta al cuestionamiento formulado respecto del Cargo por Uso de Red (CUR), corresponde señalar que dicho componente tarifario responde a un criterio regulatorio orientado a asignar los costos propios de la actividad de distribución, los cuales se vinculan con la disponibilidad, capacidad, operación y mantenimiento de la red eléctrica y no dependen exclusivamente del consumo de energía registrado en un período puntual. En tal sentido, la metodología adoptada procura reflejar de manera más adecuada el patrón de uso del sistema por parte de cada suministro, morigerar los efectos de la estacionalidad y evitar cambios bruscos en la categorización tarifaria, promoviendo una asignación más estable y consistente de los costos de red entre usuarios. Por otra parte, en lo que refiere al financiamiento del Ente Regulador de Servicios Públicos de Tucumán (ERSEPT), corresponde señalar que las fuentes de financiamiento del organismo se encuentran determinadas por la normativa legal vigente. En particular, la Ley Provincial N° 8.479 establece el régimen aplicable a la Tasa de Inspección y Control y/o Tasa de Regulación y Control, mientras que la Ley Provincial N° 6.608 dispone, en su artículo 63, que la Tasa de Inspección y Control (TIC), a cargo de los usuarios y percibida por la empresa prestataria en su carácter de agente de percepción, será equivalente al uno con cincuenta

centésimos por ciento (1,50%) de los valores básicos de la tarifa, debiendo incorporarse como cargo específico en las facturas correspondientes al consumo de energía eléctrica. En consecuencia, la inclusión de dicho concepto en factura responde a una previsión legal expresa, no siendo competencia de este Ente Regulador modificar, derogar o dispensar la aplicación de normas con rango legal válidamente sancionadas por el Poder Legislativo provincial. Cualquier revisión de dicho esquema deberá, por tanto, canalizarse a través de las vías institucionales correspondientes. Finalmente, en cuanto a los planteos vinculados al régimen de sanciones y a la publicidad de las multas aplicadas a la distribuidora, corresponde indicar que su aplicación y difusión se rigen por el marco regulatorio vigente y por las competencias específicas de control, fiscalización y sanción propias de este Ente Regulador. El Dr. Carlos Américo Ponce de León manifestó: 1) La necesidad de excluir de la base tarifaria aquellos bienes que no se encuentren directamente afectados a la prestación del servicio o que no corresponda reconocer regulatoriamente, así como evitar metodologías que generen rentabilidades excesivas sobre activos obsoletos o totalmente amortizados; y 2) Que el Ente no debe reconocer en tarifa la totalidad de los costos declarados por la distribuidora, sino únicamente aquellos que resulten consistentes con una gestión eficiente.- En atención a lo manifestado respecto de la Base de Capital, corresponde señalar que el ERSEPT ha desarrollado, en el marco del presente proceso de Revisión Tarifaria Integral, una evaluación técnica específica de la Base de Capital Regulada bajo el criterio de Valor Nuevo de Reemplazo (VNR), incorporando el concepto de red adaptada. Ello implica que la valorización de los activos no replica mecánicamente la red existente ni los bienes históricamente informados por la concesionaria, sino que procura reflejar una configuración eficiente del sistema, consistente con la demanda proyectada, los estándares de calidad requeridos y las condiciones tecnológicas vigentes. En tal sentido, la metodología adoptada excluye ineficiencias asociadas a sobredimensionamientos, obsolescencias o decisiones de inversión no alineadas con criterios de eficiencia económica, y se orienta a reconocer únicamente aquellos activos efectivamente necesarios para una prestación eficiente del servicio público de distribución eléctrica. Asimismo, la determinación del requerimiento de ingresos y del Valor Agregado de Distribución no implica el reconocimiento automático de la totalidad de los bienes informados por EDET S.A., sino un análisis técnico destinado a delimitar la porción de activos regulatoriamente reconocible, ponderando su afectación al servicio, su pertinencia dentro de la metodología adoptada y su incidencia en una remuneración compatible con una prestación eficiente. Como criterio adicional de robustez, el ERSEPT complementó la estimación principal con análisis de consistencia mediante metodologías alternativas, a fin de validar la razonabilidad de los resultados obtenidos y evitar distorsiones derivadas del reconocimiento improcedente de bienes ajenos a la actividad regulada o que no corresponda considerar en la base tarifaria. En relación con lo señalado respecto del eventual

reconocimiento de la totalidad de los costos declarados por la distribuidora, corresponde indicar que la metodología aplicada para la determinación de los Costos de Explotación se sustenta en el enfoque de Empresa Modelo eficiente. En consecuencia, los costos reconocidos no surgen de la simple aceptación de los valores efectivamente incurridos o informados por la concesionaria, sino de una estimación normativa construida sobre la base del nivel de actividad regulado, requerimientos operativos razonables, criterios regulatorios explícitos y validaciones de consistencia. Bajo este enfoque, se reconocen únicamente aquellos costos prudentes y necesarios para operar, mantener, administrar y comercializar el servicio bajo estándares adecuados de calidad, con prescindencia de ineficiencias particulares, estructuras societarias específicas o decisiones empresariales propias de la empresa real.- En consecuencia, el esquema adoptado por el ERSEPT se encuentra orientado a resguardar los principios de eficiencia económica, razonabilidad tarifaria, prudencia regulatoria y protección de los usuarios, evitando tanto el reconocimiento automático de activos no pertinentes como el traslado a tarifa de costos que no resulten compatibles con una prestación eficiente del servicio. - El Sr. Sebastián Paz manifestó que no corresponde analizar la cuestión tarifaria de manera aislada del acceso real y de la calidad efectiva del servicio, y planteó que, en relación con los usuarios abastecidos mediante soluciones PERMER, debería contemplarse un plazo máximo para su evaluación y eventual conexión a la red convencional, salvo imposibilidades técnicas.- En relación con lo manifestado, corresponde señalar que el planteo referido al Programa de Energías Renovables en Mercados Rurales (PERMER), así como a las condiciones y plazos de eventual migración de usuarios abastecidos por dicho esquema hacia la red convencional, excede el objeto específico de análisis del presente informe de la Gerencia de Asuntos Económicos en el marco de esta Revisión Tarifaria Integral.- Sin perjuicio de ello, se deja constancia de la observación formulada, a los fines que pudieran corresponder en el ámbito regulatorio y técnico pertinente.- El Dr. Guillermo Federico Anabia manifestó: 1) Observaciones respecto de la utilización de consumos estimados y de promedios anuales en la facturación del servicio eléctrico; y 2) Cuestionamientos en torno a tasas y cargos adicionales incorporados en la factura.- En atención a lo manifestado respecto de la utilización de consumos estimados en la facturación del servicio eléctrico, corresponde señalar que su determinación y eventual aplicación se encuentran sujetas a las reglas técnicas y comerciales vigentes, debiendo limitarse a los supuestos previstos normativamente y resguardarse, en todos los casos, el principio de facturación fundada en registros de consumo efectivamente obtenidos. En tal sentido, este Ente Regulador ejerce sus competencias de control y verificación sobre los procedimientos aplicables, procurando resguardar la razonabilidad de su utilización y la adecuada información al usuario.- En relación con los cuestionamientos formulados respecto de tasas y cargos adicionales incorporados en la factura, corresponde indicar que la inclusión de

conceptos en la boleta del servicio eléctrico debe ajustarse al marco normativo vigente y a las disposiciones aplicables en la jurisdicción provincial. En tal sentido, este Ente Regulador se ha expedido sobre dicha cuestión en el ámbito de sus competencias, estableciendo las condiciones bajo las cuales determinados conceptos pueden resultar admisibles y exigiendo su debida identificación en la factura, con el objeto de resguardar la legalidad, claridad y transparencia de la información suministrada al usuario.- El Sr. Adelmo Rosello manifestó: 1) Observaciones respecto del mecanismo de Consulta Pública Documentada aplicable a las actualizaciones del VAD, cuestionando su suficiencia para garantizar una adecuada participación ciudadana; 2) Objeciones a la estructura del régimen tarifario residencial, en particular a la cantidad de categorías aplicables al Cargo por Uso de Red; 3) Cuestionamientos al criterio de categorización basado en el promedio móvil de consumo, especialmente por la exclusión de consumos iguales a cero; 4) Observaciones en torno al factor de potencia; y 5) Planteos vinculados a la relación entre calidad del servicio y uniformidad del esquema tarifario dentro del área concesionada.- En relación con lo manifestado respecto del mecanismo de Consulta Pública Documentada, corresponde señalar que el mismo se encuentra previsto en el marco normativo vigente y que su instrumentación en el presente proceso se ha efectuado conforme a las disposiciones legales y reglamentarias aplicables. Sin perjuicio de ello, las observaciones formuladas sobre el diseño institucional del mecanismo de participación exceden el objeto específico del presente informe técnico de la Gerencia de Asuntos Económicos.- En lo referido a los cuestionamientos formulados sobre la estructura del régimen tarifario residencial y, en particular, sobre la cantidad de categorías aplicables al Cargo por Uso de Red, corresponde señalar que este Ente Regulador ha evaluado técnicamente distintas alternativas de segmentación en el marco del presente proceso de Revisión Tarifaria Integral, considerando especialmente su incidencia sobre la asignación de costos, la equidad entre usuarios, la señal económica transmitida por la tarifa y la simplicidad operativa del esquema. Como resultado de dicho análisis, se ha adoptado un diseño tarifario orientado a reflejar de manera razonable el patrón de uso del sistema y la asignación de los costos de red, procurando al mismo tiempo resguardar criterios de transparencia, gradualidad y sostenibilidad regulatoria.- En relación con el criterio de determinación de la categoría tarifaria a partir del promedio móvil de consumo, corresponde indicar que en el nuevo régimen tarifario propuesto se incorpora el valor cero al cálculo de dicha media móvil, adecuación metodológica que atiende al planteo vinculado con la dificultad de los usuarios para descender de categoría frente a reducciones efectivas de consumo. De este modo, la metodología adoptada procura reflejar de manera más adecuada el comportamiento reciente del suministro dentro de un criterio que continúa considerando su patrón integral de uso del sistema.- Asimismo, respecto de las observaciones formuladas en torno al factor de potencia, corresponde indicar que se trata de un parámetro técnico

propio del servicio eléctrico, vinculado al uso eficiente de la red y a la calidad de la demanda, cuyo tratamiento responde a criterios técnicos y regulatorios específicos previstos en la normativa vigente y en el régimen tarifario aplicable.- Finalmente, respecto de lo manifestado en torno a la vinculación entre la prestación del servicio y el esquema tarifario aplicable dentro del área concesionada, corresponde señalar que el régimen tarifario se estructura sobre criterios generales y uniformes, mientras que las condiciones de calidad del servicio se encuentran reguladas de manera específica y sometidas a los mecanismos de control y fiscalización correspondientes.- El Dr. Rodríguez de la Vega manifestó: 1) Observaciones respecto de la calidad del servicio y del carácter central que reviste el Plan de Inversiones Obligatorias para su mantenimiento y mejora, cuestionando asimismo la forma en que dicho plan fue puesto a disposición y el nivel de detalle disponible para su análisis; y 2) Solicitó que el ERSEPT se expida acerca de la suficiencia de la presentación efectuada por la distribuidora en materia de transición energética.- En relación con lo manifestado respecto del Plan de Inversiones Obligatorias, corresponde señalar que el mismo constituye un componente relevante del presente proceso de Revisión Tarifaria Integral, en tanto se vincula con los objetivos de sostenibilidad, expansión y mejora del servicio. Su tratamiento dentro de la RTI no se limita a la consideración aislada de inversiones individuales, sino a la evaluación de su consistencia general con los estándares de calidad, las necesidades del sistema y los criterios regulatorios aplicables al período tarifario.- En cuanto a las observaciones vinculadas con la disponibilidad, nivel de detalle y análisis del plan, corresponde indicar que tales cuestiones se encuadran en los mecanismos institucionales y técnicos propios del proceso regulatorio y exceden, en su tratamiento específico, el objeto del presente informe de la Gerencia de Asuntos Económicos. Sin perjuicio de ello, se deja constancia del planteo formulado.- En relación con lo manifestado en materia de transición energética, corresponde señalar que se trata de un eje relevante de la evolución del sector eléctrico y de la planificación del sistema de distribución. En el marco de la presente RTI, dicho proceso se refleja en instrumentos y definiciones regulatorias vinculadas, entre otros aspectos, al régimen tarifario, la generación distribuida, la eficiencia energética y las señales económicas asociadas al uso de la red. No obstante, la valoración integral de la suficiencia técnica de las presentaciones específicas efectuadas por la distribuidora excede el objeto particular de este informe de GAE. El Sr. Mario Madariaga manifestó la necesidad de dar continuidad a la Tarifa Social Eléctrica, asegurando que el beneficio se destine efectivamente a los usuarios alcanzados y no a la distribuidora, y formuló observaciones en torno a los criterios de inclusión aplicables para su acceso.- En relación con lo manifestado, corresponde señalar que en el marco del presente proceso de Revisión Tarifaria Integral se ha contemplado la continuidad de la Tarifa Social Eléctrica como instrumento de protección destinado a usuarios en situación de vulnerabilidad socioeconómica. Asimismo, el esquema adoptado se sustenta en

criterios de elegibilidad, validación y focalización orientados a asegurar que el beneficio alcance efectivamente a los usuarios que reúnen las condiciones previstas por la normativa vigente, sin configurar un reconocimiento a favor de la distribuidora ajeno a su finalidad social.- El Sr. Luis Esteban Álvarez, en representación de ADDERA, manifestó que los atrasos tarifarios, en contextos inflacionarios, pueden impactar negativamente sobre la operación y mantenimiento del servicio, con efectos sobre la cantidad y duración de los cortes, y sostuvo la necesidad de contar con mecanismos periódicos de actualización del Valor Agregado de Distribución (VAD) consistentes con la evolución de los costos.- En relación con lo manifestado, corresponde señalar que el Valor Agregado de Distribución constituye el componente tarifario destinado a cubrir los costos propios de la actividad de distribución, incluyendo los asociados a operación, mantenimiento, administración, comercialización y remuneración del capital reconocido regulatoriamente. En tal sentido, la adecuada correspondencia entre tarifa y costos eficientes de prestación reviste relevancia para la sostenibilidad económica del servicio y para el cumplimiento de los estándares de calidad exigibles. No obstante, la actualización del VAD no opera de manera automática ni irrestricta, sino en el marco de mecanismos regulatorios explícitos, orientados a compatibilizar la sostenibilidad del servicio con la protección de los usuarios. En ese contexto, los mecanismos de monitoreo y actualización de costos deben aplicarse bajo criterios de eficiencia, transparencia, trazabilidad y razonabilidad regulatoria. Asimismo, corresponde destacar que el reconocimiento tarifario no implica el traslado pleno de cualquier variación de costos efectivamente observada por la distribuidora, sino únicamente de aquellos componentes que resulten consistentes con una prestación eficiente del servicio y con el esquema regulatorio adoptado. En consecuencia, el objetivo del régimen tarifario es asegurar recursos compatibles con una prestación adecuada, sin trasladar a los usuarios costos improcedentes o incrementos que no se encuentren debidamente justificados. Se deja constancia de que el presente informe no constituye una transcripción literal de las intervenciones formuladas en la Audiencia Pública Documentada, sino una síntesis de aquellos planteos que, por su contenido, guardan relación con materias propias de la competencia de la Gerencia de Asuntos Económicos ERSEPT, junto con las consideraciones técnicas y regulatorias correspondientes. Téngase presente.- Que la totalidad de la documentación descripta anteriormente, se encuentra debidamente agregada al Expediente citado en el Visto en copias impresas y en soporte digital disponible para su consulta por parte de los interesados y accesible a través de la página oficial del Organismo www.ersept.gob.ar.- Que se han producido los correspondientes informes técnicos de competencia, y dentro de lo dispuesto en la temativa abarcativa del R.T.I. Y el pertinente dictamen legal que en su parte pertinente se encuentra transcripto, y que en parte final aconseja: "...Por todo lo expuesto, habiendo culminado el procedimiento de participación pública (Audiencia Pública

FOLIO Nº 499

del 05/01/2026) de conformidad a la normativa vigente, habiéndose dictaminado sobre planteo el nulificatorio incoado (rechazado por los fundamentos ut supra mencionados) analizados los antecedentes normativos del presente procedimiento, las exposiciones y aportes realizadas por las partes e interesados y con el correspondiente análisis técnico por parte de las áreas pertinentes del Organismo – Gerencia de Asuntos Económicos, Gerencia General y Gerencia de Energía Eléctrica – ERSEPT, esta Asesoría no encuentra obstáculos para que el Interventor en uso de las facultades conferidas por Ley, proceda a aprobar la Revisión Tarifaria Integral (RTI), correspondiente al periodo tarifario 2025-2030 y el Régimen Tarifario de EDET S.A. en todo el ámbito de la Provincia de Tucumán".- Que el presente acto administrativo; se dicta en uso de las facultades conferidas por la normativa vigente.- Que mediante Decreto Acuerdo de Necesidad y Urgencia N° 3/1 y N° 4/1, ratificado por Ley N° 9755; se dispuso la Intervención del Ente Único de Control y Regulación de los Servicios Públicos de Tucumán.- Por ello: EL SR INTERVENTOR DEL ENTE UNICO DE CONTROL Y REGULACION DE LOS SERVICIOS PUBLICOS PROVINCIALES DE TUCUMAN RESUELVE: ARTÍCULO 1°.-RECHAZAR en todos sus términos, los planteos de nulidad interpuestos por las partes constituídas en el Procedimiento de Audiencia Publica Documentada, por los fundamentos expuestos en los considerandos, y tener por válidas todas las actuaciones cumplidas en el marco del referido procedimiento.- ARTICULO 2°.-RECHAZAR la propuesta formulada por la Empresa de Distribucion Eléctrica de Tucuman SA (EDET SA) por los fundamentos expuestos en los informes técnicos agregados en el presente expediente.- ARTICULO 3°.-APROBAR la Revisión Tarifaria Integral (RTI) de la Empresa de Distribucion Eléctrica de Tucuman SA (EDET SA), para el período de vigencia tarifario comprendido entre el 31 de Diciembre del 2025 y el 04 de Agosto del 2030, en los terminus de la Ley provincial N° 9.913 y atento a lo considerado.- ARTICULO 4°.-APROBAR el Regimen Tarifario de la Empresa de Distribucion Eléctrica de Tucuman SA (EDET SA), en todo el ámbito de la provincial, para el período de vigencia tarifario comprendido entre el 31 de Diciembre del 2025 y el 04 de Agosto del 2030, contenido en el ANEXO I de esta Resolución, de la cual forma parte integrante; con vigencia para los consumos registrados a partir del 21 de abril del 2026.- ARTICULO 5°.-APROBAR la Metodología para la Redeterminación del Valor Agregado de Distribucion (VAD) de la Empresa de Distribucion Eléctrica de Tucuman SA (EDET SA), contenido en el ANEXO II de esta Resolución, de la cual forma parte integrante. Y que contiene el Subanexo Técnico I"Matriz de Costos y Factores de Redeterminación"; y Subanexo Técnico II: "Producido de Referencia" y Subanexo Técnico III: "Evolucion del VAD".Con vigencia vigencia para los consumos registrados a partir del 21 de abril del 2026.- ARTICULO 6°.- APROBAR el Procedimiento para la Determinación del Cuadro Tarifario de la Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán SA (EDET SA), contenido en el ANEXO III de esta Resolución, de la cual forma parte integrante.- ARTICULO 7°.-

APROBAR, los nuevos valores del Cuadro Tarifario de Referencia de la empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán SA (EDET SA), contenida en el ANEXO IV de esta Resolución, de la cual forma parte integrante para el período de vigencia tarifario comprendido entre el 31 de Diciembre del 2025 y el 04 de Agosto del 2030, en los terminus de la Ley provincial N° 9.913 y atento a lo considerado. Y con aplicación a partir de las 00:00hs del día siguiente de la fecha de publicación de la presente Resolución en el Boletín Oficial de la Provincia de Tucuman.- ARTICULO 8°.-APROBAR, los nuevos valores del Cuadro Tarifario de Aplicación de la empresa de Distribucion Eléctrica de Tucuman SA (EDET SA), contenido en el ANEXO V de esta Resolución, de la cual forma parte integrante; para el período de vigencia tarifario comprendido entre el 31 de Diciembre del 2025 y el 04 de Agosto del 2030, en los terminus de la Ley provincial N° 9.913 y atento a lo considerado. Y con aplicación a partir de las 00:00hs del día siguiente de la fecha de publicación de la presente Resolución en el Boletín Oficial de la Provincia de Tucumán.- ARTICULO 9°.- APROBAR, los nuevos valores del Cuadro Tarifario de Aplicación:-Valores destinados a Inversiones Obligatorias de Distribucion; de la empresa de Distribucion Eléctrica de Tucuman SA (EDET SA), contenido en el ANEXO VI de esta Resolución, de la cual forma parte integrante; para el período de vigencia tarifario comprendido entre el 31 de Diciembre del 2025 y el 04 de Agosto del 2030, en los terminus de la Ley provincial N° 9.913 y atento a lo considerado. Y con aplicación a partir de las 00:00hs del día siguiente de la fecha de publicación de la presente Resolución en el Boletín Oficial de la Provincia de Tucumán.- ARTICULO 10°.- APROBAR, los nuevos valores del Cuadro Tarifario de Aplicación: Beneficio Tarifa Social; de la empresa de Distribucion Eléctrica de Tucuman SA (EDET SA), contenido en el ANEXO VII de esta Resolución, de la cual forma parte integrante; para el período de vigencia tarifario comprendido entre el 31 de Diciembre del 2025 y el 04 de Agosto del 2030, en los terminus de la Ley provincial N° 9.913 y atento a lo considerado. Y con aplicación a partir de las 00:00hs del día siguiente de la fecha de publicación de la presente Resolución en el Boletín Oficial de la Provincia de Tucumán.- ARTICULO 11°.- APROBAR, los nuevos valores del Cuadro Tarifario de Aplicación: Beneficio Electrodependientes -Provincial; de la empresa de Distribucion Eléctrica de Tucuman SA (EDET SA), contenido en el ANEXO VIII de esta Resolución, de la cual forma parte integrante; para el período de vigencia tarifario comprendido entre el 31 de Diciembre del 2025 y el 04 de Agosto del 2030, en los terminus de la Ley provincial N° 9.913 y atento a lo considerado. Y con aplicación a partir de las 00:00hs del día siguiente de la fecha de publicación de la presente Resolución en el Boletín Oficial de la Provincia de Tucumán.- ARTICULO 12°.- APROBAR, los nuevos valores del Cuadro Tarifario de Aplicación: Beneficio Entidades Sistema Nacional Bomberos Voluntarios; de la empresa de Distribucion Eléctrica de Tucuman SA (EDET SA), contenido en el ANEXO IX de esta Resolución, de la cual forma parte integrante; para el período de vigencia tarifario comprendido entre el 31 de Diciembre del 2025 y el 04 de

Agosto del 2030, en los terminus de la Ley provincial N° 9.913 y atento a lo considerado. Y con aplicación a partir de las 00:00hs del día siguiente de la fecha de publicación de la presente Resolución en el Boletín Oficial de la Provincia de Tucumán.- ARTICULO 13°.- APROBAR, los nuevos valores del Cuadro Tarifario de Aplicación: Generación Distribuída; de la empresa de Distribucion Eléctrica de Tucuman SA (EDET SA), contenido en el ANEXO X de esta Resolución, de la cual forma parte integrante; para el período de vigencia tarifario comprendido entre el 31 de Diciembre del 2025 y el 04 de Agosto del 2030, en los terminus de la Ley provincial N° 9.913 y atento a lo considerado. Y con aplicación a partir de las 00:00hs del día siguiente de la fecha de publicación de la presente Resolución en el Boletín Oficial de la Provincia de Tucumán.- ARTICULO 14°.- APROBAR, los nuevos valores del Cuadro Tarifario de Referencia de la empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán SA (EDET SA), contenida en el ANEXO XI de esta Resolución, de la cual forma parte integrante para el período de vigencia tarifario comprendido entre el 31 de Diciembre del 2025 y el 04 de Agosto del 2030, en los terminus de la Ley provincial N° 9.913 y atento a lo considerado. Y con aplicación a partir de las 00.00hs del día 15/05/2026.- ARTICULO 15°.- APROBAR, los nuevos valores del Cuadro Tarifario de Aplicación de la empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán SA (EDET SA), contenida en el ANEXO XII de esta Resolución, de la cual forma parte integrante para el período de vigencia tarifario comprendido entre el 31 de Diciembre del 2025 y el 04 de Agosto del 2030, en los terminus de la Ley provincial N° 9.913 y atento a lo considerado. Y con aplicación a partir de las 00.00hs del día 15/05/2026.- ARTICULO 16°.- APROBAR, los nuevos valores del Cuadro Tarifario de Aplicación: Valores Destinados a Inversiones Obligatorias de Distribución; de la empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán SA (EDET SA), contenida en el ANEXO XIII de esta Resolución, de la cual forma parte integrante para el período de vigencia tarifario comprendido entre el 31 de Diciembre del 2025 y el 04 de Agosto del 2030, en los terminus de la Ley provincial N° 9.913 y atento a lo considerado. Y con aplicación a partir de las 00.00hs del día 15/05/2026.- ARTICULO 17°.- APROBAR, los nuevos valores del Cuadro Tarifario de Aplicación: Beneficio Electrodependientes-Provincial; de la empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán SA (EDET SA), contenida en el ANEXO XIV de esta Resolución, de la cual forma parte integrante para el período de vigencia tarifario comprendido entre el 31 de Diciembre del 2025 y el 04 de Agosto del 2030, en los terminos de la Ley provincial N° 9.913 y atento a lo considerado. Y con aplicación a partir de las 00.00hs del día 15/05/2026.- ARTICULO 18°.-APROBAR, los nuevos valores del Cuadro Tarifario de Aplicación: Beneficio- Entidades Sistema Nacional Bomberos Voluntarios; de la empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán SA (EDET SA), contenida en el ANEXO XV de esta Resolución, de la cual forma parte integrante para el período de vigencia tarifario comprendido entre el 31 de Diciembre del 2025 y el 04 de Agosto del 2030, en los terminus de la Ley provincial N° 9.913 y atento a lo considerado. Y con aplicación a partir de las

00.00hs del día 15/05/2026.- ARTICULO 19.-APROBAR, el marco general, dispositivo, alcance y normas complementarias, dispuesta en el "Manual de Contabilidad Regulatoria" contenido en el ANEXO XVI de esta Resolución, de la cual forma parte integrante. Para el período de vigencia tarifario comprendido entre el 31 de Diciembre del 2025 y el 04 de Agosto del 2030, en los terminus de la Ley provincial N° 9.913 y atento a lo considerado.- ARTICULO 20.-APROBAR, el "tratamiento Regulatorio de los Esquemas de Abastecimiento fuera del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)", conforme al esquema de plazos allí dispuestos. Contenido en el ANEXO XVII de esta Resolución, de la cual forma parte integrante. Para el período de vigencia tarifario comprendido entre el 31 de Diciembre del 2025 y el 04 de Agosto del 2030, en los terminus de la Ley provincial N° 9.913 y atento a lo considerado.- ARTICULO 21°.-APROBAR, el "Marco Regulatorio Para el Tratamiento de los Ingresos Derivados de Actividades No Reguladas" Desarrolladas por la Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán SA (EDET SA), contenido en el ANEXO XVIII de esta Resolución, de la cual forma parte integrante. Para el período de vigencia tarifario comprendido entre el 31 de Diciembre del 2025 y el 04 de Agosto del 2030, en los terminus de la Ley provincial N° 9.913 y atento a lo considerado.- ARTICULO 22°.-APROBAR el "Regimen de Tarifa Social Eléctrica, Parámetros de Aplicacion y Financiamiento" con criterios objetivos de elegibilidad, herramientas técnicas de focalización y un mecanismo explícito de financiamiento dentro del VAD. Procurando mejorar la consistencia del padrón, fortalecer la sostenibilidad del esquema y preservar la protección tarifaria de los hogares vulnerables en condiciones compatibles con la estabilidad del sistema regulatorio. Contenido en el ANEXO XX de esta Resolución, de la cual forma parte integrante. Para el período de vigencia tarifario comprendido entre el 31 de Diciembre del 2025 y el 04 de Agosto del 2030, en los terminus de la Ley provincial N° 9.913 y atento a lo considerado. Con vigencia de aplicación a partir de las 00:00hs del día siguiente a la publicación de la presente Resolución en el Boletín Oficial de la Provincia de Tucuman.- ARTICULO 23°.-APROBAR el "Regimen de Calidad del Servicio, Producto Técnico y Comercial. Sanciones" del servicio de la Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán SA (EDET SA) contenido en el ANEXO XX de esta Resolución, de la cual forma parte integrante; y el Subanexo I "Áreas Urbanas"; Subanexo II "Reclamos de Producto Técnico en Suministro de Cliente" ; para el período de vigencia tarifario comprendido entre el 31 de Diciembre del 2025 y el 04 de Agosto del 2030, en los terminus de la Ley provincial N° 9.913 y atento a lo considerado.- ARTICULO 24°.-APROBAR el "Regimen de Extensión de Redes" del servicio de la Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán SA (EDET SA) contenido en el ANEXO XXI de esta Resolución, de la cual forma parte integrante y el Anexo A "Modelo de Compromiso 2.1"; Anexo B "Modelo de Compromiso 2.1" ; para el período de vigencia tarifario comprendido entre el 30 de Diciembre del 2025 y el 04 de Agosto del 2030, en los terminus de la Ley provincial N° 9.913 y atento a lo considerado.- ARTICULO 25°.-APROBAR el

detalle del "Plan de Inversiones Obligatorias" del servicio de la Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán SA (EDET SA) establecido para el período de vigencia tarifario comprendido entre el 31 de Diciembre del 2025 y el 04 de Agosto del 2030, en los terminus de la Ley provincial N° 9.913 y atento a lo considerado; contenido en el ANEXO XXII de esta Resolución, de la cual forma parte integrante. Y con el objeto de mantener el equilibrio entre los recursos percibidos y las obligaciones establecidas en el marco de un proceso inflacionario, la Gerencia de Energía Eléctrica ERSEPT será la encargada de controlar la ejecución física de las obras y el cumplimiento de los valores físicos de los rubros/sub-rubros correspondientes a los ítems estipulados en la RTI. El control económico de cumplimiento del plan será efectuado por la Gerencia de Asuntos Económicos ERSEPT. Asimismo se establece que la Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán SA (EDET SA) deberá coordinar con el Ente Regulador a fin de disponer de un sistema informático (app) y/o equipo de georeferenciación portátil (GPS) a fin de agilizar la ubicación de cada proyecto/obra presentada para su inspección.- ARTICULO 26°.-APROBAR el "Programa de Eficiencia Energética", contenido en el ANEXO XXIII de esta Resolución, de la cual forma parte integrante, continuando vigente la normativa regulatoria en todo lo que no resulte incompatible con la presente Resolución, lo dispuesto por las Resoluciones ERSEPT N° 645/20 N° 837/23 y sus modificatorias. Con vigencia de aplicación a partir de las 00:00hs del día siguiente a la publicación de la presente Resolución en el Boletín Oficial de la Provincia de Tucuman.- ARTICULO 27°.-APROBAR el "Reglamento de las Modalidades y Condiciones Técnicas, Comerciales, Legales y Administrativas del Regimen de Fomento a la Generacion Distribuida de Energia Renovable integrada a la Red Eléctrica Pública", contenido en el ANEXO XXIV de esta Resolucion, de la cual forma parte integrante. Dispuesto en siete Capitulos y Subanexos: - FLUJOGRAMA DEL PROCEDIMIENTO ADMINISTRATIVO PARA EL TRATAMIENTO DE SOLICITUDES DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA BAJO LA FIGURA DE USUARIO-GENERADOR.- FORMULARIO I: SOLICITUD DE FACTIBILIDAD TÉCNICA.- FORMULARIO II: DECLARACIÓN JURADA PARA PUESTA EN SERVICIO DEL SISTEMA DE GENERACIÓN. - MODELO DE CONTRATO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA DISTRIBUIDA. El ANEXO XXIV "A" y el ANEXO XXIV "B"; para el período de vigencia tarifario comprendido entre el 30 de Diciembre del 2025 y el 04 de Agosto del 2030, en los terminus de la Ley provincial N° 9.913 y atento a lo considerado.- ARTICULO 28°.-DISPONER que la Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán SA (EDET SA), deberá publicar los ANEXOS I, II, III, IV, V, VI, VII, VIII, IX, X, XI, XII, XIII, XIV y XV, de esta Resolucion durante 02 (dos) días en el diario de mayor circulacion de la provincia de Tucuman, debiendolo acreditar oportunamente.- ARTICULO 29°.- REGISTRESE, PUBLIQUESE este acto en forma integral por 01 (un) día en el Boletín Oficial de la Provincia de Tucumán y en la página oficial del Organismo: www.ersept.gob.ar a través del acceso digital: LINK:

https://www.ersept.gob.ar/wp-content/recursos/respub/RE26_0240RTI.pdf
Disponiendose que la publicación asi dispuesta tendrá carácter de notificación suficiente a los efectos legales.NOTIFIQUESE a EDET SA y ARCHIVESE.-

FOLIO Nº 4202