

ERSEPT

Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCIÓN ERSEPT N°

SAN MIGUEL DE TUCUMAN, 21 ABR. 2026

RESOLUCION N° 240726

ERSEPT.-

EXPTE: 7139-390-E-2025.-

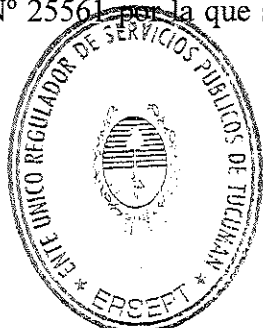
VISTO: Que el proceso de Revisión Tarifaria Integral (RTI) de EDET SA correspondiente al período tarifario 2025-2030, la Audiencia Pública celebrada el 05 de Enero de 2026 convocado mediante Resolución ERSEPT N° 1167/2025 y N° 1168/25, el Expediente ERSEPT N° 7139/390-E-2025 en el que consta el desarrollo 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.

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



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENIOR - ERSEPT

ERSEPT

Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCIÓN ERSEPT N° 240/26

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*).

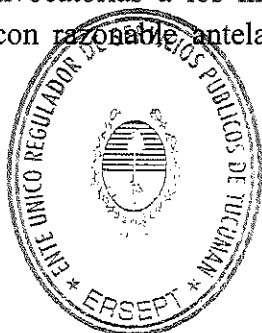
Que en los artículos 6° y 7° del ARI se definen los principios y metodología para la Revisión Tarifaria Integral del servicio público de distribución y comercialización de energía eléctrica.

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 reglamentará 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



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

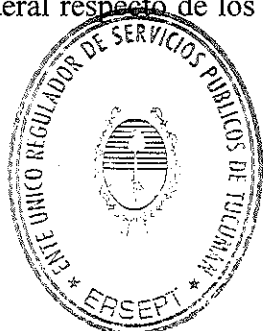
RESOLUCION ERSEPT N° 240726

consultarse los antecedentes y se podrá concretar la participación en el procedimiento de que se trate. A tales fines la Resolución ERSEPT N° 574/2006, aprobó el Reglamento de Audiencias Públicas, mientras que por Resolución ERSEPT N° 536/2020, determinó los procedimientos de participación ciudadana, previstos en el artículo 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



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

RESOLUCIÓN ERSEPT N° 240/26

jurisdicción, así como las provisiones 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 requisitos 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



2026.-

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

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.-

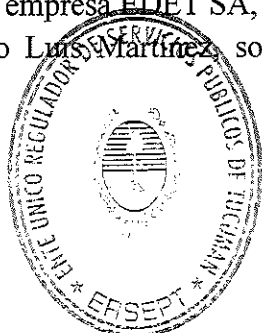
Que a fs 18 a 30, constan notificadas las resoluciones ERSEPT N° 1167/25 y N° 1168/25.-

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 Martínez, solicitan el carácter de partes en el procedimiento de



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

RESOLUCIÓN ERSEPT N° 240726

Audiencia Pública, 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. Líneas 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 inversiones 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.-

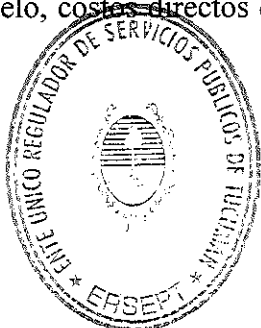
Que de fs 73 a 240 consta agregada parte de la documentación ut supra detallada.-

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



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

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.-

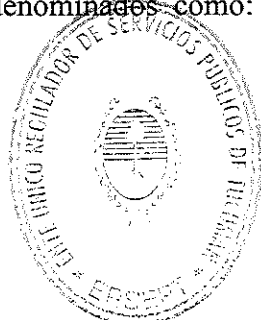
Que a fs. 441/452 se encuentra agregado ANEXO “CAPACIDAD DE SUMINISTRO, BENEFICIO ESTACIONALIDAD Y GESTION DE LA DEMANDA”. -

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 –



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

ERSEPT

*Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán*



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCIÓN ERSEPT N° 240726

CAMARAS TRANSFORMADORAS 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.

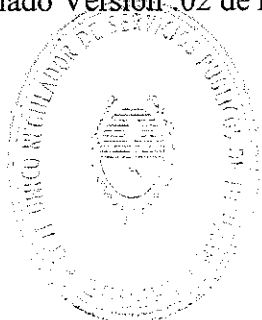
A fs.694 a 695 corre glosado el Anexo I “Alternativa De Cotización Obligatoria”.

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.



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

RESOLUCION ERSEPT N° 240/26

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 autodesconectores 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.

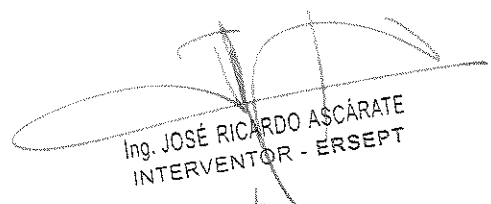
A fs. 828 consta de ANEXO C “Matrículas y Descripciones”

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”.



2026.-


Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

RESOLUCION ERSEPT N° 240/26

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 Garantizados”

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 Autodesconectores 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”

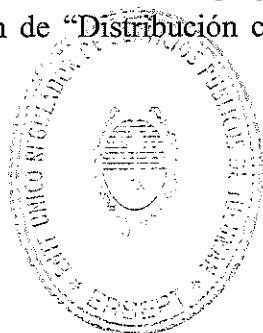
A fs. 956 – 962 se encuentra agregado por EDET S.A. Especificación Técnica N° 56, sobre Líneas Aéreas Protegidas de 13.2 (kV), Titulada “Accesorios de Redes Protegidas”. Fecha de Emisión: Octubre de 2006.

De fs. 963 a 969, se adjuntan Planos

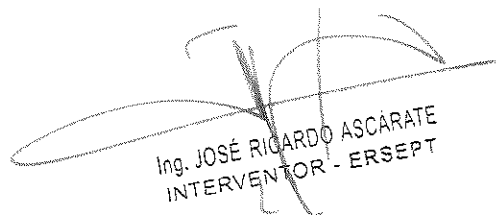
A fs. 970 – 976 obra informe de EDET S.A., Especificación Técnica N° 56, sobre Líneas Aéreas Protegidas de 33 (kV), Titulada “Accesorios de Redes Protegidas”. Fecha de Emisión: Octubre de 2006.

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 Preensablado en Altura”. Versión: 01 de Octubre 2020.



2026.-


Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

RESOLUCIÓN ERSEPT N° 240/26

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.-

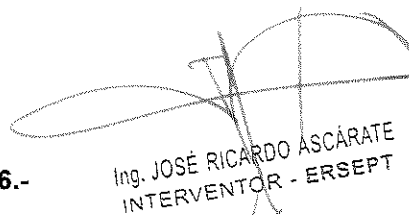
Que a fs. 1634/1708 adjunta EDET SA “MANUAL DE ESTRUCTURAS” (vigencia: 01 de Julio de 2020): (Clase de Activos: SET Aérea de 13,2 kV) – (Grupo de Estructuras: SET Aéreas de 13,2 kV).-

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 Pública del ERSEPT de la Sra. Representante del Usuario en el ámbito del ERSEPT, LOPEZ Silvia Elena.-



2026.-


Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

ERSEPT

*Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán*



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCIÓN ERSEPT N° 240/20

Que a fs. 1767/1769 consta documentación pertinente y formulario de inscripción para Audiencia Pública 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 Pública 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 Pública 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 Pública 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 Pública del ERSEPT del Sr. Legislador Provincial, SELEME José Nicolás.-

Que a fs. 1816/1826 consta documentación pertinente y formulario de inscripción para Audiencia Pública 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 Pública 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 Pública 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 así también documentación -pruebas- agregadas. -

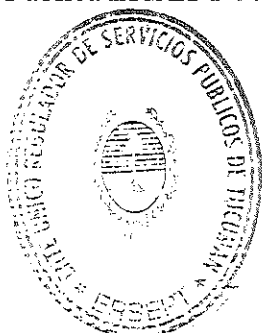
Que a fs 1845 consta agregado formulario de inscripción para audiencia pública ERSEPT de Paola Andrea Romina Romano, y documentación referente hasta fs 1849.-

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



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

ERSEPT

*Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán*



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCIÓN ERSEPT N°

240/20

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.-

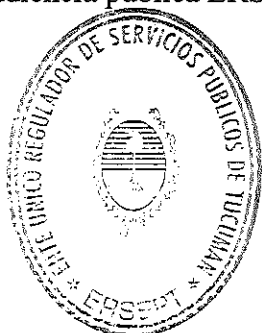
Que a fs 1946 a fs 1948 consta agregada documentación pertinente y formulario de inscripción audiencia pública ERSEPT del SR Molina José Rodolfo.-

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.-



2026.-


Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

ERSEPT

*Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán*



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCIÓN ERSEPT N°

240126

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.-

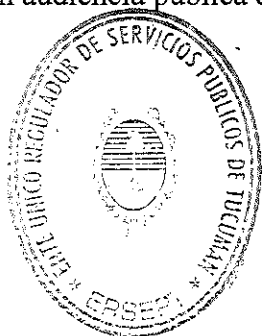
Que de fs 2014 a fs 2017 consta agregada documentación pertinente y formulario de inscripción audiencia pública documentada ERSEPT del Sr Tonetti Diego Antonio.-

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.-



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

ERSEPT

*Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán* 24 0 / 26



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCIÓN ERSEPT N°

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. -

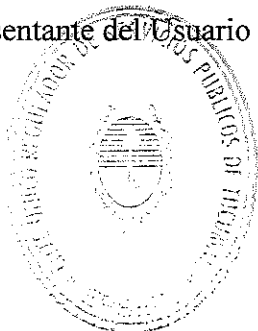
De fs.3148-3158 obra informe sobre La Transición Energética Y su Impacto En La Distribución Eléctrica.-

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.-



2026.-


Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

ERSEPT

*Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán*



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCIÓN ERSEPT N° 240/26

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).

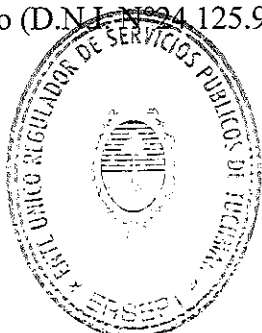
3. BA Energy Solutions, la cual será representada por el Sr. Jorge Alejandro Espain (D.N.I. N° 13.296.946) y Juan Francisco López Meyer (D.N.I. N°33.623.373).

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).



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

ERSEPT

*Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán*



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCION ERSEPT N° 240/26

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).



2026.-

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/QkNgwLbyKsw>

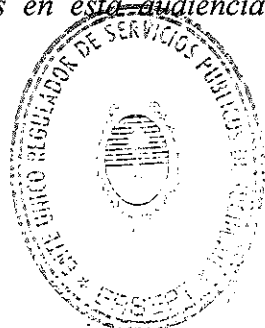
Se incorpora la documentación y expresiones vertidas por los expositores a fs. 3273 – 3426.

La transcripción taquigráfica de la misma obra a fs. 3431 a 3639.

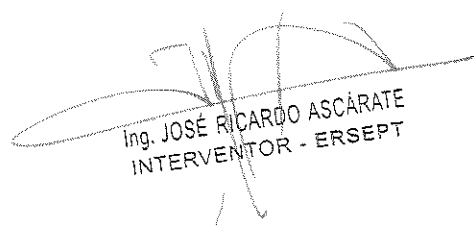
Conforme las previsiones de la Resolución N° 1167/25 y modificatoria, se incorpora la documentación y observaciones efectuadas por las partes e interesados en general. Entre las exposiciones se constata el pedido de nulidad efectuado por la Dra. Mariel Grunauer (D.N.I. N°27.017.373).-

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.



2026.-


Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

ERSEPT

Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCIÓN ERSEPT N° 240/26

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 exigüos..." (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:

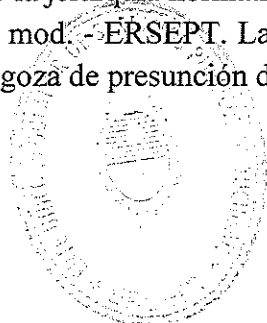
Muchos de los argumentos esgrimidos, son desvirtuados tan solo con cotejar el desarrollo de la Audiencia Pública en cuestión.-

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).-



2026.-

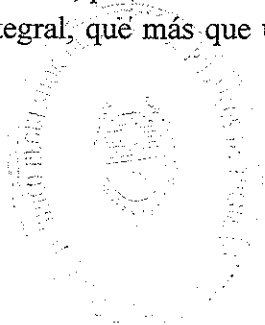
Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

RESOLUCIÓN ERSEPT N° 240/26

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, los 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 ecuaníme 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



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

RESOLUCION ERSEPT N° 240126

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 N° 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 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.-

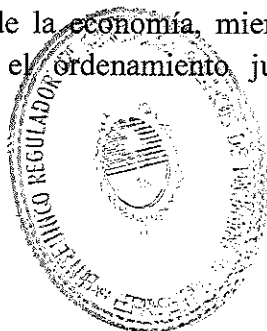
Por ello, se dispara el procedimiento de participación pública previsto para una revisión tarifaria integral de *Audiencia Pública*, en cumplimiento de normativa vigente como lo es la Ley N° 8479 en la parte pertinente de su artículo 18°.-

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



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

ERSEPT

Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán

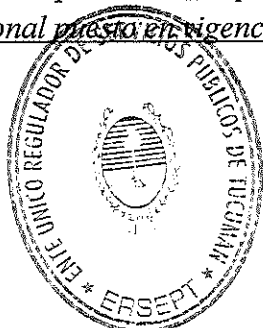


GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCIÓN ERSEPT N° 240/26

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 previsto en vigencia reconoce en esta materia la participación ciudadana en



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

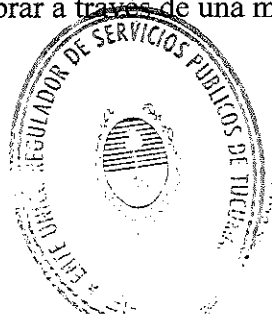
RESOLUCION ERSEPT N° 240/26

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).

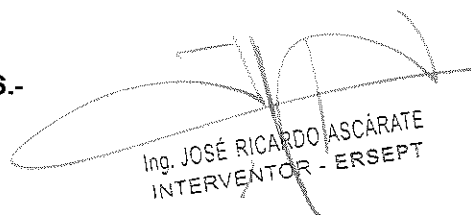
El otro aporte significativo que puede extraerse de la deliberación realizada en el seno de la Convención Constituyente es que este nuevo derecho resulta operativo..., aunque por cierto se deje en manos de la autoridad legislativa, como sucede en el campo de todos los derechos (artículo 28) la determinación 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



2026.-


Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

RESOLUCIÓN ERSEPT N° 240/26

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. -

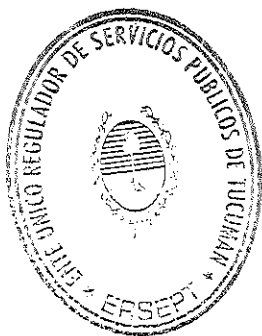
El procedimiento en cuestión cuenta con un amplio plazo para practicar la inscripción al mismo (10 de diciembre al 22 diciembre inclusive del corriente año) y acercar la documentación que cada participante considere pertinente para análisis inherente a la materia objeto de la Audiencia (desde el comienzo 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.-*



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

ERSEPT

Ente Único de Control y Regulación

de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCION ERSEPT N° 240/26

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.-

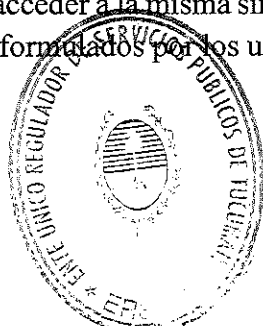
Ya perimido el sistema presencial obsoleto de inscripción, que preveía la presentación con Documento Nacional de Identidad en mano frente al instructor designado en las oficinas del Organismo, la inscripción al procedimiento a través de mail oficial al efecto, aportando formulario y documentación pertinente 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 fueron 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



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

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.-

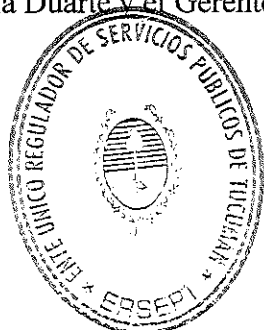
Al respecto es dable destacar que asistieron a la audiencia organizaciones con personal capacitado para procesar la información técnica suministrada, APUAYE (Asociación Profesionales Universitarios del Agua y Energía Eléctrica), la Unión de Usuarios y Consumidores Filial Regional NOA, FODECUS – Frente 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 de la 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.-



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

ERSEPT

*Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán*



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCIÓN ERSEPT N°

240726

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.-

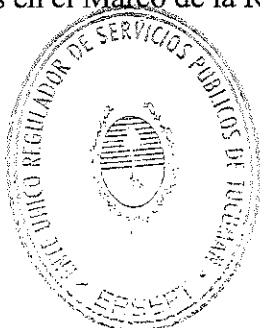
A fs.3431 a 3444 se agrega copia impresa de versión taquigráfica, correspondiente a la Audiencia Pública convocada por el ERSEPT 05 de enero 2026 para Revisión de la tarifa integral 2025/2030 del servicio de distribución de Energía eléctrica de la provincia de Tucumán bajo resoluciones ERSEPT N°1167/25 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.-



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
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:

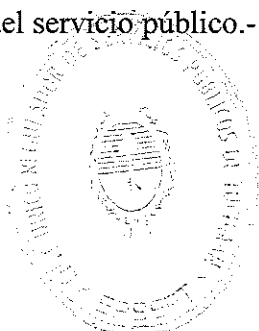
1) que no le resulta claro si en la factura del servicio eléctrico se incluyen tasas u otros conceptos; y 2) solicitó gestionar ante el Gobierno Provincial la continuidad de la Tarifa Social Eléctrica, atento al retiro de subsidios a nivel nacional.-

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.-



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

ERSEPT

Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCIÓN ERSEPT N° 240/26

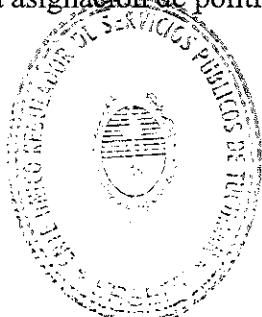
Asimismo, en cuanto a lo manifestado respecto de la existencia de empresas vinculadas o contratistas de la distribuidora y su eventual incidencia sobre los costos reconocidos, corresponde indicar que la determinación de los costos de explotación adoptada en el presente proceso tarifario no se efectúa 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



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

RESOLUCIÓN ERSEPT N°

240126

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.-

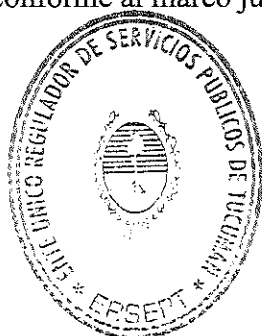
El representante del Sindicato de Luz y Fuerza Tucumán, Sr. Héctor Galván, manifestó que las decisiones tarifarias inciden de manera directa sobre las condiciones necesarias para sostener la adecuada prestación del servicio público de energía eléctrica, y solicitó la ampliación de los beneficios de la 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.-



2026.-

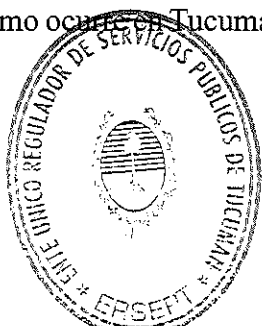
Ing. JOSÉ RIGARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

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



2026.-

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

no reflejar adecuadamente la exigencia que determinados usuarios imponen a la red, afectando la consistencia de la asignación de costos.-

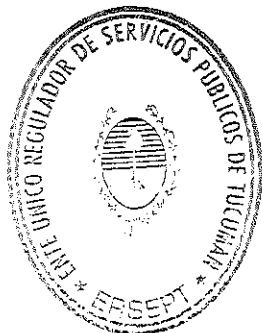
Finalmente, en lo referido a la Tarifa Social Eléctrica y a la necesidad de fortalecer la legitimidad, actualización y focalización del padrón de beneficiarios, corresponde indicar que el ERSEPT ha previsto mecanismos de revisión y actualización periódica del universo alcanzado, mediante procesos de 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 mitigar 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.-



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

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.-

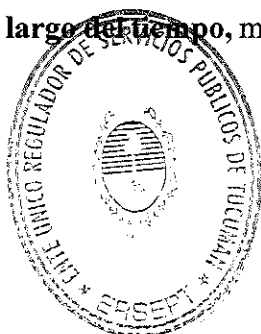
En cuanto al tratamiento de las pérdidas de energía, corresponde distinguir entre pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas. Las pérdidas técnicas son aquellas que se originan en el propio funcionamiento físico de la red eléctrica, incluyendo el transporte y la transformación de la energía, y resultan 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



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

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.-

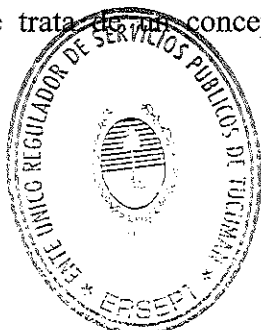
Finalmente, en cuanto al planteo relativo a la vinculación del CUR con el consumo del usuario, corresponde aclarar que dicho cargo no procura reflejar únicamente el consumo de energía de un mes determinado, sino el patrón de uso del sistema en una dimensión intertemporal, consistente con la naturaleza 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



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - 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.-

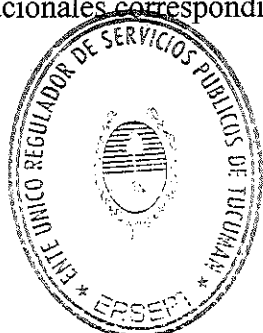
Finalmente, en cuanto a los planteos vinculados al régimen de sanciones, corresponde indicar que su aplicación se encuentra sujeta al marco regulatorio vigente y a las competencias específicas de control, fiscalización y sanción propias de este Ente Regulador.-

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.



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

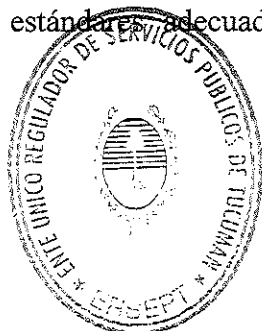
Finalmente, en cuanto a los planteos vinculados al régimen de sanciones y a la publicidad de las multas aplicadas a la distribuidora, corresponde indicar que su aplicación y difusión se rigen por el marco regulatorio vigente y por las competencias específicas de control, fiscalización y sanción propias 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



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

ERSEPT

Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCIÓN ERSEPT N°

240728

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.-

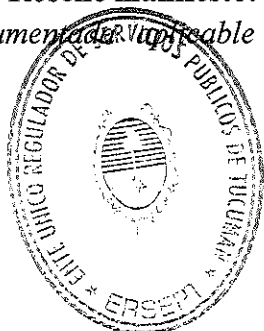
Sin perjuicio de ello, se deja constancia de la observación formulada, a los fines que pudieran corresponder en el ámbito regulatorio y técnico pertinente.-

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 susceptible a las actualizaciones del VAD, cuestionando su



2026.-

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.-

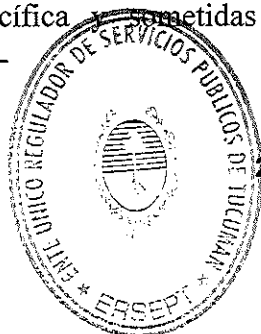
En relación con lo manifestado respecto del mecanismo de Consulta Pública Documentada, corresponde señalar que el mismo se encuentra previsto en el marco normativo vigente y que su instrumentación en el presente proceso se ha efectuado conforme a las disposiciones legales y reglamentarias aplicables. 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.-



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.-

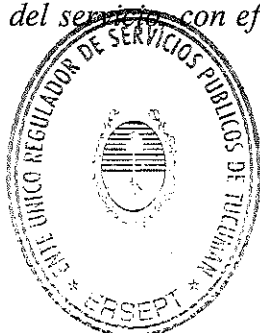
En cuanto a las observaciones vinculadas con la disponibilidad, nivel de detalle y análisis del plan, corresponde indicar que tales cuestiones se encuadran en los mecanismos institucionales y técnicos propios del proceso regulatorio y exceden, en su tratamiento específico, el objeto del presente informe 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*



2026.-

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.

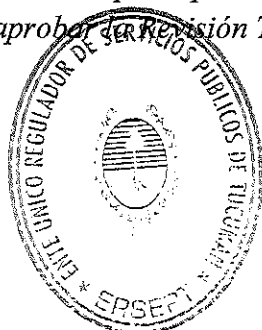
No obstante, **la actualización del VAD no opera de manera automática ni irrestricta, sino en el marco de mecanismos regulatorios explícitos**, orientados a compatibilizar la sostenibilidad del servicio con la protección de los usuarios. En ese contexto, los mecanismos de monitoreo y actualización de 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 descrita 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 transcrito, 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 nulificadorio 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.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

ERSEPT

*Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán*



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCION ERSEPT N°

240726

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.-

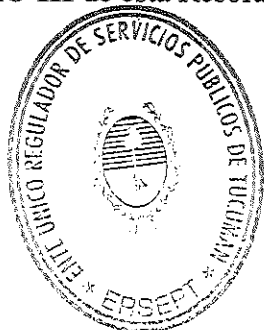
ARTICULO 2°.-RECHAZAR la propuesta formulada por la Empresa de Distribucion Eléctrica de Tucuman SA (EDET SA) por los fundamentos expuestos en los informes técnicos agregados en el presente expediente.-

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 **Régimen 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.-



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.-

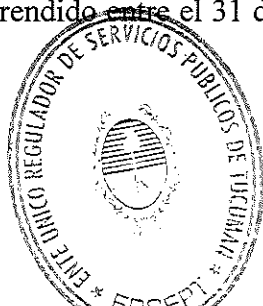
ARTICULO 8°.-APROBAR, los nuevos valores del **Cuadro Tarifario de Aplicación** de la empresa de Distribucion Eléctrica de Tucuman SA (EDET SA), contenido en el **ANEXO V** de esta Resolución, de la cual forma parte integrante; para el período de vigencia tarifario comprendido entre el 31 de Diciembre 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



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

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 Distribuida**; de la empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán 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.-

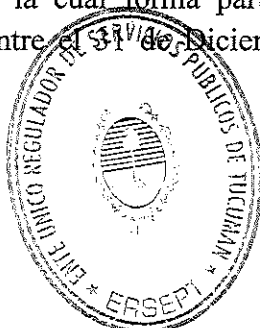
ARTICULO 14°.-APROBAR, los nuevos valores del **Cuadro Tarifario de Referencia** de la empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán SA (EDET SA), contenida en el **ANEXO XI** de esta Resolución, de la cual forma parte integrante para el período de vigencia tarifario comprendido entre el 31 de Diciembre 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 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 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



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

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.-

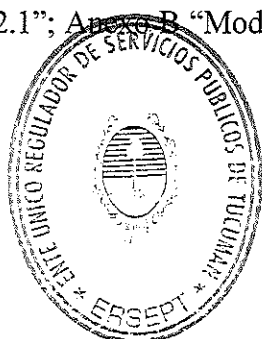
ARTICULO 20.-APROBAR, el “**tratamiento Regulatorio de los Esquemas de Abastecimiento fuera del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)**”, conforme al esquema de plazos allí dispuestos. Contenido en el **ANEXO XVII** de esta Resolución, de la cual forma parte integrante. Para el período de vigencia tarifario 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



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

ERSEPT

*Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán*



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCION ERSEPT N° 240/26

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 Tucumán.-

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 Resolución, de la cual forma parte integrante. Dispuesto en siete Capítulos 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 Resolución durante 02 (dos) días en el diario de mayor circulación de la provincia de Tucumán, 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.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

45

ERSEPT

*Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán*

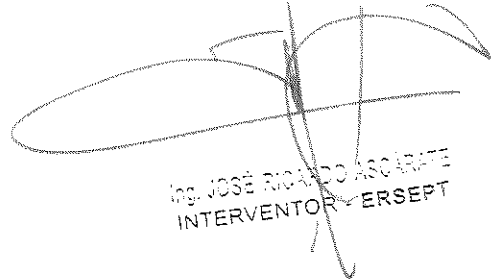


GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCIÓN ERSEPT N° 240/26

https://www.ersept.gob.ar/wp-content/recursos/respub/RE26_0240RTI.pdf

Disponiéndose que la publicación así dispuesta tendrá carácter de notificación suficiente a los efectos legales. **NOTIFIQUESE a EDET SA y ARCHIVASE.-**

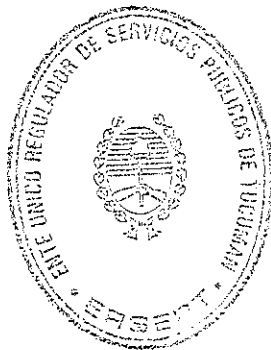


Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

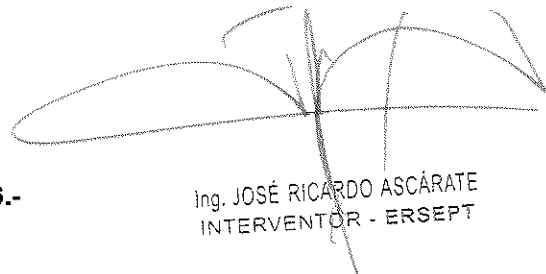
ANEXOS

RESOLUCION ERSEPT

RTI 2025-2030



2026.-



Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

ERSEPT

Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCIÓN ERSEPT N°

240/26

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 términos 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

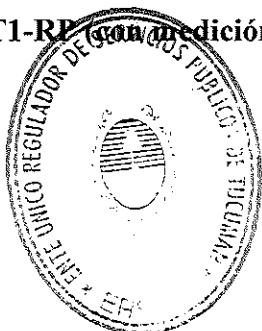
276 - 500 kWh/mes

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. 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.

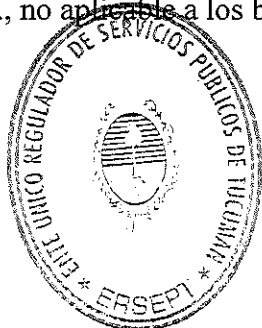
Por el servicio convenido para cada punto de entrega el cliente pagará:

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.



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

RESOLUCION ERSEPT N° 240726

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

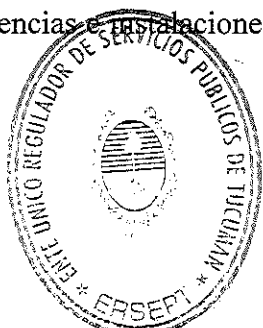
Se aplicará la Tarifa T1-RC (Pequeñas Demandas Uso Residencial Colectivo) a los servicios prestados en las dependencias e instalaciones de uso colectivo (escaleras, pasillos, lavaderos, cocheras, ascensores, bombas, y utilizaciones análogas), que sirvan a un grupo habitacional (casas y/o departamentos), 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 prorateo de las facturas que emita el Concesionario correspondientes al servicio T1RC de las dependencias e instalaciones de uso colectivo, en las correspondientes facturas de



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

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:

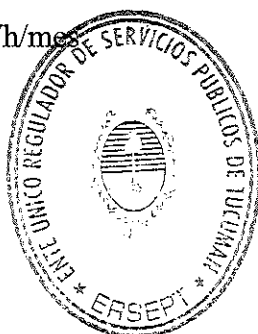
Energía promedio

0 - 150 kWh/mes

151 - 300 kWh/mes

301 - 1000 kWh/mes

1001 - 1100 kWh/mes



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

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).

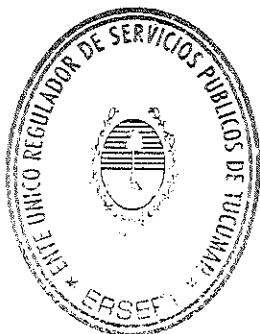
2.1) Tarifa T1-GP (con medición de potencia)

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.

Las facturaciones por tal concepto, serán consideradas cuotas sucesivas de una misma obligación.



2026.-


Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

ERSEPT

*Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán*



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCIÓN ERSEPT N°

240726

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.

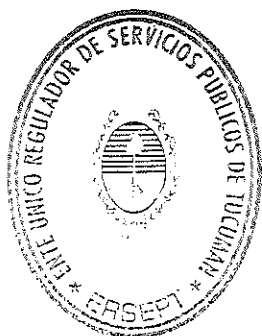
Los valores correspondientes a los cargos señalados, serán los que se establezcan en los respectivos cuadros tarifarios.

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.



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

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

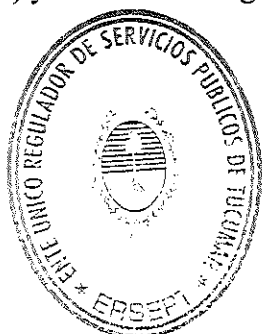
La Capacidad de Suministro Equivalente (CSE) se determinará en función de las capacidades definidas para cada bloque horario, conforme se establece a continuación:

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).



2026.-


Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
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

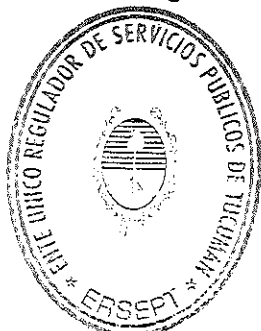
Para el período abril–septiembre, y a partir de la entrada en vigencia de la presente RTI, en los casos de modulación se mantendrán las potencias contratadas vigentes, salvo solicitud por parte del usuario, sin embargo, para nuevas contrataciones, la Capacidad de Suministro Equivalente potencia activa 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.



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.

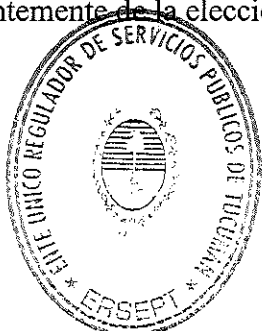
4.5 Beneficio por Ventana Crítica

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.



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
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

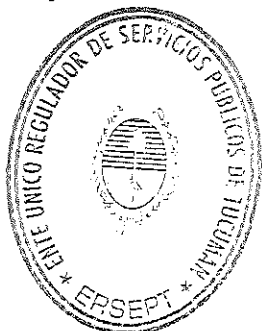
En el marco de las previsiones del Artículo 9° de la Ley N°8342, y para el supuesto caso en que el Poder Ejecutivo de la Provincia determine obras del Plan de Transporte y sus actualizaciones a incorporar al Plan de Inversiones Obligatorias de la Distribuidora, para lo cual deberá convenirse con el CONCESIONARIO 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.

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.



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

ERSEPT

*Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán*

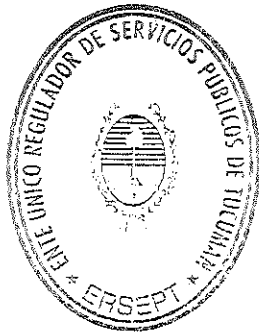


GOBIERNO DE
TUCUMÁN

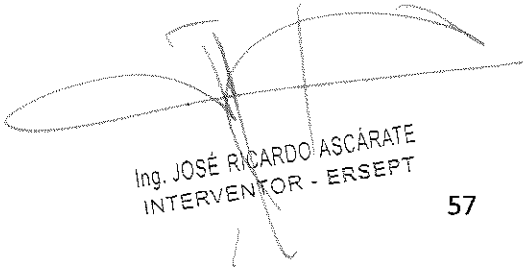
RESOLUCION ERSEPT N°

240126

Asimismo, conforme a lo establecido en el Reglamento General para la Prestación del Servicio Eléctrico, esta información deberá ser expresamente consignada en la factura.



2026.-


Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
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.

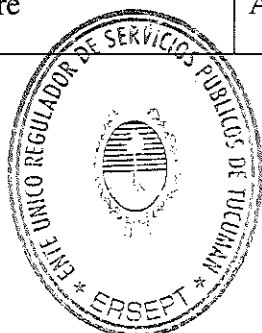
El ERSEPT garantizará la observancia de los principios de transparencia, objetividad, oportunidad y eficacia previstos en el marco normativo vigente, asegurando asimismo la participación de los usuarios a través del procedimiento de Consulta Pública Documentada previo a la aprobación de cada redeterminación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

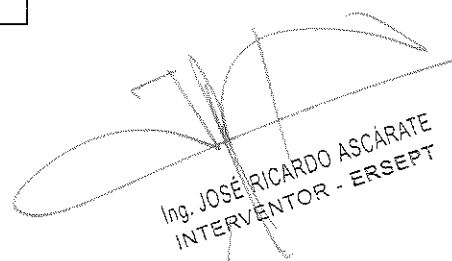
Periodicidad y meses de referencia

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.

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

**2026.-**


Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
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.

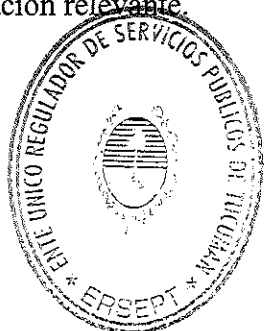
El ajuste del VAD se efectuará sobre la variación de los costos directos de la prestación, extendiendo dicha variación a los costos indirectos e incorporando, cuando corresponda, las modificaciones verificadas en las alícuotas de impuestos, tasas y cargos considerados en el cálculo del VAD, con excepción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



2026.-

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%

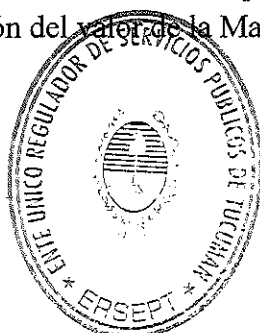
La aplicación del Factor X tendrá por objeto trasladar a los usuarios las ganancias de productividad previstas en el marco del esquema regulatorio adoptado, sin alterar la lógica general de reconocimiento de las variaciones de precios captadas mediante la Matriz de Costos.

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.

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 descrito en la presente sección.



2026.-

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:

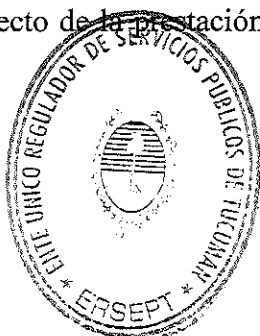
$C_{k,j}$: Costo anual del componente k de la Matriz de Costos en el mes j , en pesos.

$C_{k,i}$: 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:



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
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

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

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



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

ERSEPT

Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

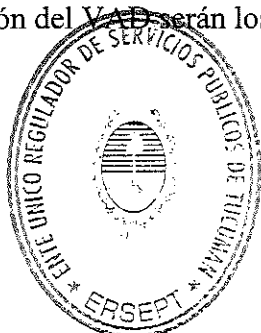
RESOLUCION ERSEPT N°

240/26

- 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 \$/US\$.

Para el ISNG correspondiente a los meses *je* 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:



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
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:

- 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.
- 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

$$VAD_{T1}^{\text{Sancionado}} = \frac{(\sum_{p=0}^2 VAD_{m+p}) + \Delta VAD_{T1-3}}{3}$$

Ecuación 7.b: VAD del 2° trimestre del semestre revisado

$$VAD_{T2}^{\text{Sancionado}} = \frac{(\sum_{p=3}^5 VAD_{m+p}) + \Delta VAD_{T2-3}}{3}$$

Donde

$$VAD_m = VAD_j \cdot (1 + REM_IPC_{m-2}) \cdot (1 + REM_IPC_{m-1}) \cdot (1 + REM_IPC_m)$$

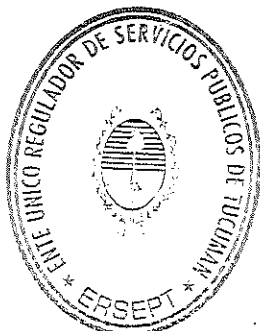
$$VAD_{m+p} = VAD_{(m+p)-1} \cdot (1 + REM_IPC_{m+p}), \text{ para } p = 1, \dots, 5$$

$$\Delta VAD_{Ti-3} = VAD_{Ti-3}^{\text{Real}} - \widehat{VAD}_{Ti-3}^{\text{Estimado}}$$

$$\widehat{VAD}_{Ti-3}^{\text{Estimado}} = VAD_{Ti-3}^{\text{Sancionado}} - \Delta VAD_{Ti-6}$$

Definiciones

VAD_j : valor correspondiente a la Matriz de Costos del mes de referencia j (febrero o agosto).



2026.-

Ing. JOSÉ 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.

ΔVAD_{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}^{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

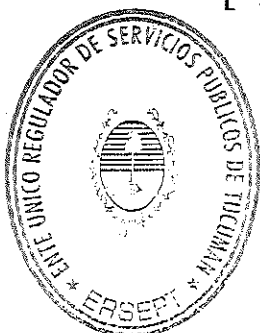
La Matriz de Costos de referencia, los componentes que la integran, sus ponderadores y la correspondencia entre cada componente y los Factores de Redeterminación aplicables se incorporan en el **Subanexo Técnico I – Matriz de Costos y Factores de Redeterminación**, que forma parte integrante del presente 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

$$W_{A,j} = \left[\sum_{n=7}^{21} \sum_{k=1}^{26} (W_{n,k,j} * P_{k,j}) / 100 \right] * \frac{VAD_j}{CDIRECTO_j}$$
$$W_{B,j} = \left[\sum_{n=1}^3 \sum_{k=1}^{26} (W_{n,k,j} * P_{k,j}) / 100 \right] * \frac{VAD_j}{CDIRECTO_j}$$



ERSEPT

Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCION ERSEPT N°

240/26

$$W_{C,j} = \left[\sum_{n=4}^6 \sum_{k=1}^{26} (W_{n,k,j} * P_{k,j}) / 100 \right] * \frac{VAD_j}{CDIRECTO_j}$$
$$W_{D,j} = \left[\sum_{n=23}^{23} \sum_{k=1}^{26} (W_{n,k,j} * P_{k,j}) / 100 \right] * \frac{VAD_j}{CDIRECTO_j}$$
$$W_{E,j} = \left[\sum_{n=22}^{22} \sum_{k=1}^{26} (W_{n,k,j} * P_{k,j}) / 100 \right] * \frac{VAD_j}{CDIRECTO_j}$$

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:

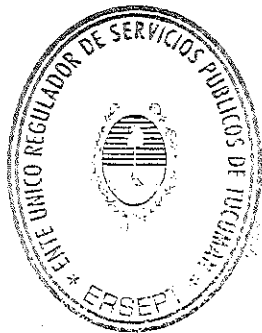
$$W_{A,i} = 0,324$$

$$W_{B,i} = 0,241$$

$$W_{C,i} = 0,026$$

$$W_{D,i} = 0,010$$

$$W_{E,i} = 0,399.$$



Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

2026.-

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

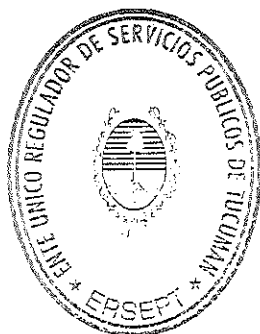
La Matriz de Costos de referencia se compone de veintisiete (26) componentes, de los cuales:

los componentes **1 a 23** corresponden a **costos directos de la prestación;**

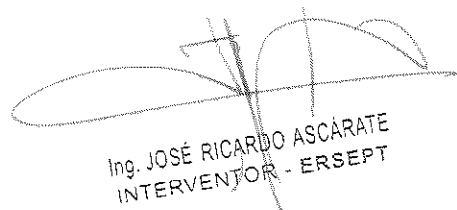
los componentes **24 a 26** corresponden a **costos indirectos de la prestación.**

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.



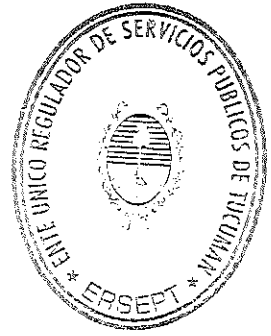
2026.-


Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT



Valor Agregado de Distribución con vigencia a partir del 21/04/2026

Categoría	A	FE1	FE2	FE3	FE4	FE5	FE6	FE7	FE8	FE9	FE10	FE11	FE12	FE13	FE14	FE15	FE16	FE17	FE18	FE19	FE20	FE21	FE22	FE23	FE24	FE25	Monto Abat. Base Abat. Ingresos	
Compañías VAP Eduardo	1	388%	21.1%			0.3%	4.6%									15%											8.326.650	
	2		1.5%																								8.195.350	
	3	28.5%	8.8%			0.8%																					1.510.100	
	4	4.5%	8.4%			5.5%																						1.420.825
	5	18.1%	22.9%			1.5%																						1.108.200
	6	8.4%	22.1%			7.5%																						1.320.140
Empresas Otras Tucumán	7	9.0%	20.6%			0.8%																					1.633.160	
	8	30.0%	21.1%					0.3%																			1.925.160	
	9	28.6%	8.6%			7.2%																					1.131.260	
	10	4.5%	8.4%			2.0%																					1.130.180	
	11	13.1%	22.8%			7.6%																					5.288.450	
	12	6.4%	22.1%			4.2%																						5.685.571
	13	20.0%	20.6%																									3.274.400
	14	10.0%	20.6%																									3.704.140
	15	4.0%																										3.603.100
	16	20.1%																										1.110.620
VAP No Ingresos	17																											3.000.020
	18																											5.200.000
Categoría Especializada	19																											1.138.140.100
	20																											5.578.140
	21																										1.168.624	
Categoría Ingresos	22	17.5%	34.2%																									1.110.635
	23					6.1%	29.1%																					1.748.676
	24																											1.470.520
	25																											1.538.241
	26																											30.844.848
VAP TOTAL																												



Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

ERSEPT

Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán



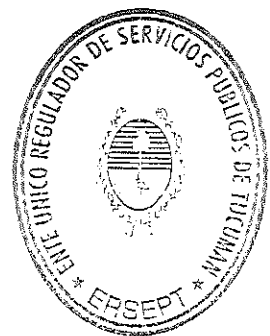
GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCION ERSEPT N°

240726

Valor Agregado de Distribución con vigencia a partir del 15/05/2026

Concepto	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94	95	96	97	98	99	100	101	102	103	104	105	106	107	108	109	110	111	112	113	114	115	116	117	118	119	120	121	122	123	124	125	126	127	128	129	130	131	132	133	134	135	136	137	138	139	140	141	142	143	144	145	146	147	148	149	150	151	152	153	154	155	156	157	158	159	160	161	162	163	164	165	166	167	168	169	170	171	172	173	174	175	176	177	178	179	180	181	182	183	184	185	186	187	188	189	190	191	192	193	194	195	196	197	198	199	200
Componente de IVA	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94	95	96	97	98	99	100	101	102	103	104	105	106	107	108	109	110	111	112	113	114	115	116	117	118	119	120	121	122	123	124	125	126	127	128	129	130	131	132	133	134	135	136	137	138	139	140	141	142	143	144	145	146	147	148	149	150	151	152	153	154	155	156	157	158	159	160	161	162	163	164	165	166	167	168	169	170	171	172	173	174	175	176	177	178	179	180	181	182	183	184	185	186	187	188	189	190	191	192	193	194	195	196	197	198	199	200

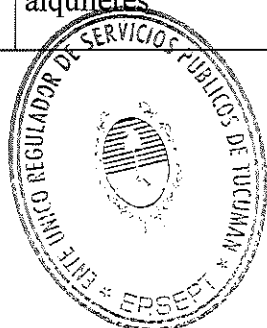


2026.-

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.



ERSEPT

Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCION ERSEPT N°

240 / 26

		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 de capital 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.

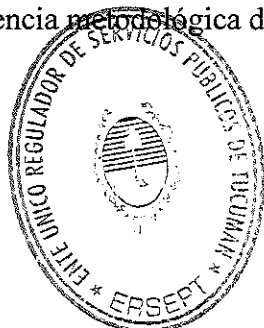
Factores de Redeterminación

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.



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

ERSEPT

*Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán*



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCION ERSEPT N°

240/26

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

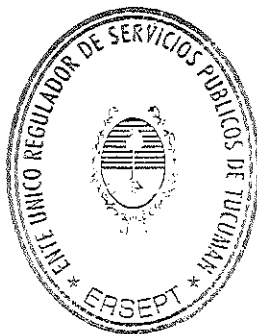
Los resultados de cada redeterminación del VAD, junto con la información correspondiente a los índices utilizados, los valores aplicados y, en su caso, los ajustes practicados sobre la Matriz de Costos, deberán incorporarse en los antecedentes técnicos de la Consulta Pública Documentada que se sustancie 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.



2026.-

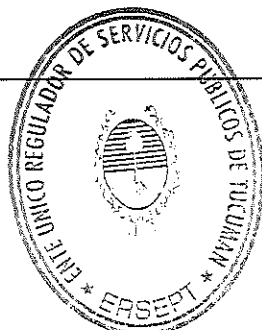
Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

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	



ERSEPT

Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán

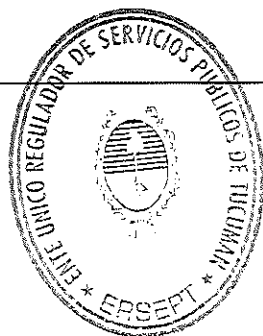


GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCION ERSEPT N°

240726

	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



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

ERSEPT

Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán

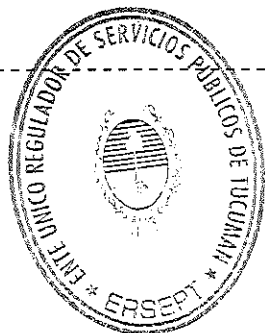


GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCION ERSEPT N°

240726

	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



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

ERSEPT

Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán



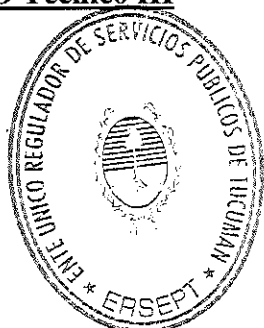
GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCIÓN ERSEPT N°

240726

	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

SubANEXO Técnico III



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

ERSEPT

Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCIÓN ERSEPT N°

240726

EVOLUCION DEL VAD DE EDET SA.

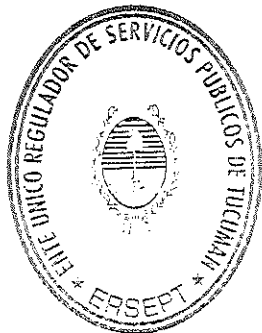
A: AJUSTES DEL VALOR ECONÓMICO DE LAS PENALIZACIONES

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



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

ERSEPT

*Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán*



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCIÓN ERSEPT N°

240/26

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 CAMESA, 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

Cargos Fijos

Ecuación 1

Aplicable a todas las tarifas



Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

ERSEPT

Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCIÓN ERSEPT N°

240/26

$$CF_k = CC_k$$

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:

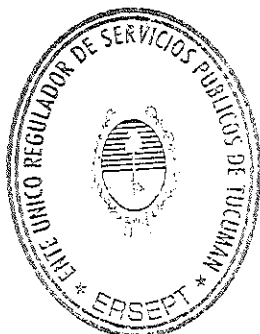
$$CE_k = \left[\sum_i (Pe_i * Y_{i,k} * KRE_{j,i}) \right] + CD_{e-k,j}$$

Para $k = T1-RP, T1-GP$

Para $j = BT$

Para $i =$ pico, resto, valle

Aplicable a la tarifa de Medianas Demandas:



2026.-

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

$$CE_k = \sum_i (Pe_i * Y_{i,k} * KRE_{j,i})$$

Para k = T2

Para j = BT

Para i = pico, resto, valle

Aplicable a las tarifas de Grandes Demandas:

$$CE_{k,j,i} = Pe_i * KRE_{j,i}$$

Para k = T4

Para j = BT, MT

Para i = pico, resto, valle

Aplicable a la tarifa de Peaje de Medianas Demandas:

$$CE_k = \sum_i [Pe_i * Y_{i,k} * (KRE_{j,i} - 1)]$$

Para k = T5

Para j = BT

Para i = pico, resto, valle

Aplicable a las tarifas de Peaje de Grandes Demandas:

$$CE_{k,j,i} = Pe_i * (KRE_{j,i} - 1)$$

Para k = T6

Para j = BT, MT

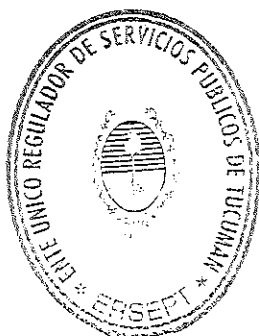
Para i = pico, resto, valle

Donde:

CE_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.

$CE_{k,j,i}$ = 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.

Pe_i = Precio de abastecimiento de la energía en el tramo horario i, expresado en \$/kWh calculado según **Ecuación 8**.



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

$Y_{i,k}$ = 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.

$KRE_{j,i}$ = 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.

P_{pot} = Cargo por potencia y transporte calculado según **Ecuación 7**, expresado en \$/kW-mes.

$FR_{ST,k,j}$ = 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

$FC_{T i p_k}$ = Factor de carga típico de la categoría tarifaria k , presentado en Tabla N°1 del Apéndice N°1.

$CD_{e-k,j}$ = 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:

$$CDR_{f-k,j} = CD_{f-k,j} + CC_k$$

Para k = T1-R1 a T1-R4, T1-RC1 a T1-RC4, T1-G1 a T1-G5

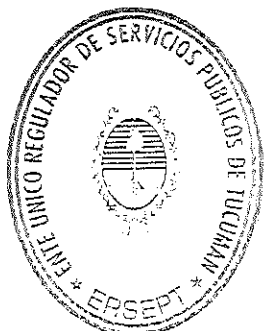
Para j = BT

Donde:

$CDR_{f-k,j}$ = Cargo fijo por Disponibilidad de Red para los clientes de la categoría tarifaria k , en el nivel de tensión j , expresado en \$/mes.

$CD_{f-k,j}$ = Cargo por uso de la capacidad de distribución por mes asignado a la categoría tarifaria k , expresado en \$/mes.

CC_k = Cargo por servicios a los clientes de la categoría tarifaria k , calculado según **Ecuación 9**.



2026.-


Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

Cargos por Potencia

Ecuación 4

Aplicable a las tarifas de Pequeñas Demandas con medición de potencia:

$$CP_k = CD_{p-k,j} + P_{pot} * FR_{ST,k,j}$$

Para $k = T1-RP, T1-GP$

Para $j = BT$

Aplicable a las tarifas de Medianas y Grandes Demandas:

$$CP_{k,j} = P_{pot} * FR_{ST,k,j} + CD_{p-k,j}$$

Para $k = T2, T4$

Para $j = BT, MT$

Aplicable a las tarifas de Peaje:

$$CP_{k,j} = PP * FR_{ST,k,j} * (1 - 1/KP_j) + P_T * FR_{ST,k,j} + CD_{p-k,j}$$

Para $k = T5, T6$

Para $j = BT, MT$

Donde:

CP_k = Cargo mensual por potencia de la categoría tarifaria k , expresado en \$/kW-mes.

$CP_{k,j}$ = Cargo mensual por potencia de la categoría tarifaria k en el nivel de tensión j , expresado en \$/kW-mes.

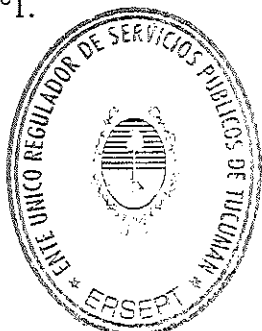
P_{pot} = Cargo por potencia y transporte calculado según **Ecuación 7**, expresado en \$/kW-mes.

$FR_{ST,k,j}$ = 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.

$CD_{p-k,j}$ = 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.

PP = Precio de abastecimiento de potencia a transferir a los parámetros de tarifas a usuarios definido en la **Ecuación 5**, en \$/kW-mes.

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.



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

ERSEPT

Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCION ERSEPT N°

240/26

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

$$PP^t = \$POTREF^t * \frac{(SUMPOT_i^t - SUMPOT_{cn_i})}{SUMPOT_i^t} + \$PP_{con_i} * \frac{SUMPOT_{cn_i}}{SUMPOT_i^t} + \frac{(\$GCA^t + \$TFyC^t + \$OtCargPot^t + BalPP^{t-2})}{SUMPOT^t}$$

Donde:

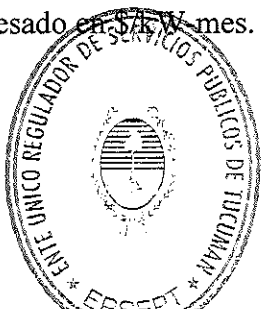
PP^t = Precio de abastecimiento de potencia a transferir a los parámetros de tarifas a usuarios en el trimestre **t**, expresado en \$/kW-mes.

\$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**.

SUMPOT_{cn}^t = Suma de las potencias contratadas por la Distribuidora al MEM en el Mercado a Término, en kW/trimestre.

\$PP_{con}_i = Precio de la potencia de los Contratos a Término, realizados en el ámbito del MEM, expresado en \$/kW-mes.



2026.-

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

$\$GCA^t$ = 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 ($PP_{ex-post}$), y se lo comparará con el precio de la potencia previsto ($PP_{ex-ante}$). Si de esa comparación surgieran diferencias, éstas se compensarán en el trimestre t . El monto a compensar se calculará como producto de las diferencias de precios de la potencia ($PP_{ex-ante}$ menos $PP_{ex-post}$), multiplicado por la sumatoria de los Requerimientos Máximos de Potencia mensuales observados durante el trimestre ($t-2$) ($SUMPOT_{ex-post}$).

Observación: El valor de PP^t se calculará teniendo en cuenta la segmentación de los precios estacionales que disponga el ERSEPT en función de la normativa emitida por la Secretaría de Energía de la Nación.

Precio del Transporte

Ecuación 6

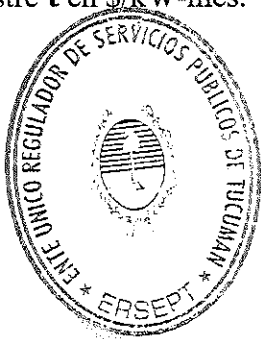
$$PT^t = \frac{(\$CT^t + \$CVT^t + \$OtCargTr^t + BalPT^{t-2})}{SUMPOTMAX^t}$$

Con:

$$SUMPOTMAX^t = SUMPOT^t + SUMATORIA(FRST_k * POTGUMAS_k^t)$$

Donde:

PT^t = Precio del servicio de transporte a transferir a los parámetros de tarifas a usuarios en el trimestre t en \$/kW-mes.



2026.-

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 ($PT_{ex-post}$), y se lo comparará con el precio del transporte previsto ($PT_{ex-ante}$). Si de esa comparación surgieran diferencias, éstas se compensarán en el trimestre t . El monto a compensar se calculará como producto de las diferencias de precios del transporte ($PT_{ex-ante}$ menos $PT_{ex-post}$), multiplicado por la sumatoria de los Requerimientos Máximos de potencia mensuales observados durante el trimestre ($t-2$) ($SUMPOTMAX^{ex-post}$).

$SUMPOTMAX^t$ = Suma de las previsiones de requerimientos máximos de potencia en el área de la Distribuidora, expresada en kW/trimestre.

$SUMPOT^t$ = 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 .

$FRSt_k$ = Factor de Responsabilidad de la categoría tarifaria k en la compra de potencia, presentado en Tabla N°4 del Apéndice N°1.

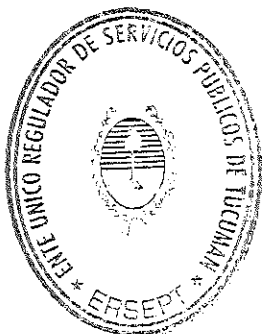
$POTGUMAS_k^t$ = Suma de las previsiones de requerimientos de potencias máximas individuales de los GUMAS de cada categoría tarifaria k del área de la Distribuidora al MEM, expresada en kW/trimestre. Este valor será el publicado por CAMMESA en las programaciones o reprogramaciones trimestrales correspondiente al trimestre t .

Precio de Potencia y Transporte

Ecuación 7

$$Ppot = PP + PT$$

Donde:



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
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

$$\begin{aligned} Pe_i^t = & (\$PEST_i^t + \$PET^t) * \frac{(Et_i^t - Ecn_i - Efm_i^t)}{Et_i^t} + (Pecon_i + PAE_i) * Ecn_i / Et_i^t \\ & + FNEE^t * (Et_i^t - Efm_i^t) / Et_i^t + \frac{(Pefm^t * Efm_i^t)}{\sum_i (Et_i^t)} + (\$GF^{t-2}) \\ & + \$OtCargE^t / \sum_i (Et_i^t) + \frac{\sum_i (BalPE_i^{t-2})}{\sum_i (Et_i^t)} \end{aligned}$$

Para i = pico, resto, valle

Donde:

Pe_i^t = Precio de abastecimiento de la energía en el tramo horario i , a transferir a los parámetros de las tarifas a usuarios en el trimestre t , expresado en \$/kWh.

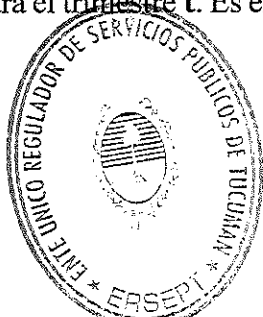
\$PEST_i^t = Precio de referencia de la energía para las tarifas de la Distribuidora en el tramo horario i , incluyendo todos los conceptos asociados a la energía, vigente en el trimestre t , expresado en \$/kWh.

\$PET^t = Precio Estabilizado del Transporte para las tarifas de la Distribuidora, vigente en el trimestre t , expresado en \$/kWh.

Pecon_i = Precio Monómico del Contrato a Término, realizado en el ámbito del MEM, en el tramo horario i , expresado en \$/kWh.

PAE_i = Precio Adicional de la Energía en el tramo horario i , pagado por la Distribuidora en el MEM. El mismo incluye todos aquellos costos relacionados al precio de la energía y potencia comprada en el mercado a término, y no estén considerados en el Precio Monómico del Contrato a Término (**Pecon_i**), expresado en \$/kWh.

Pefm^t = Costo monómico de generación propia y compra de energía fuera del MEM, estimado para el trimestre t . Es el promedio ponderado del costo monómico de generación



2026.-

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

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 ($PE_{iex-post}$), y se lo comparará con el precio previsto ($PE_{iex-ante}$). 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, $PE_{iex-ante}$ menos $PE_{iex-post}$, multiplicado por la energía registrada en el tramo horario i, durante el trimestre (t-2) ($Et_{iex-post}$).

Et_i^t = Previsión de demanda total de energía de la Distribuidora en el tramo horario i, expresada en kWh/trimestre. Incluye los valores publicados por CAMMESA en las sucesivas programaciones o reprogramaciones estacionales y las previsiones de energía de generación propia y de compra fuera del MEM para el trimestre t.

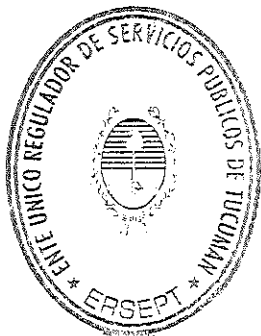
Ecn_i = Energía contratada en el Mercado a Término, en el tramo horario i, en kWh/trimestre.

Efm^t = Previsión de generación propia y de compra fuera del MEM, expresada en kWh/trimestre.

Observación: Los valores de Pe_i^t se calcularán teniendo en cuenta la segmentación de los precios estacionales según las disposiciones del ERSEPT en función de la normativa emitida por la Secretaría de Energía de la Nación.

4. Cálculo de Parámetros del Cuadro Tarifario - Costos de Distribución

Cargos por Servicios al Cliente



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

Ecuación 9

Los Cargos por servicios al cliente se definen como:

$$CC_k = [CCMg_1 + (CCMe_1 - CCMg_1) * CIC_k]$$

Para $i = PD, MD$ 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:

CC_k = Cargo por servicios al cliente de la categoría tarifaria k . Este concepto es expresado en \$/cliente-mes.

$CCMg_1$ = Cargo de Servicios al Cliente Marginal del Nivel de Demanda i . Los valores base se muestran en Tabla N°2 del Apéndice N°1.

$CCMe_1$ = Cargo de Servicios al Cliente Medio del Nivel de Demanda i . Los valores base se muestran en Tabla N°2 del Apéndice N°1.

CIC_k = Coeficiente de incidencia de Servicios al Cliente correspondiente a la categoría tarifaria k . Estos valores se muestran en Tabla N°3 del Apéndice N°1.

Cargos por Uso de Capacidad de la Red de Distribución

Ecuación 10

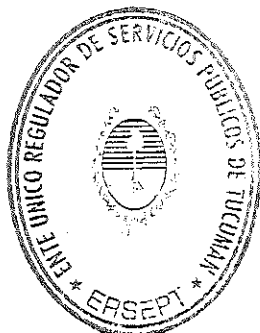
$$CD_{f-k,j} = \sum_j \{ [VADPMg_j + (VADP_j - VADPMg_j) * CIVAD_k] * FR_{k,j} \} * KMP_k * KPcf_k$$

$$CD_{e-k,j} = \sum_j \{ [VADPMg_j + (VADP_j - VADPMg_j) * CIVAD_k] * FR_{k,j} \} * 1/(730 * FCTip_k) * KPce_k$$

$$CD_{p-k,j} = \sum_j \{ [VADPMg_j + (VADP_j - VADPMg_j) * CIVAD_k] * FR_{k,j} \} * KPcp_k$$

Para $j = MT, MT/BT$ (TMB) y BT

Para $k = T1-R1$ a $T1-R4, T1-RP, T1-RC1, T1-RC4, T1-G1$ a $T1-G4, T1-GP, T2, T3, T4-BT, T4-MT, T5, T6-BT, T6-MT$



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENIOR - ERSEPT

RESOLUCION ERSEPT N° 240726

Donde:

$CD_{f-k,j}$ = Cargo por uso de la capacidad de distribución por mes asignado a la categoría tarifaria k , expresado en \$/mes.

$CD_{e-k,j}$ = Cargo por uso de la capacidad de distribución por energía de los clientes de la categoría tarifaria k en el nivel de tensión j , expresado en \$/kWh.

$CD_{p-k,j}$ = Cargo por uso de la capacidad de distribución por potencia de los clientes de la categoría tarifaria k en el nivel de tensión j , expresado en \$/kW-mes.

$VADPMg_j$ = Costo de capacidad marginal del nivel de tensión j , expresado en \$/kW-mes. Los valores base se presentan en Tabla N° 2 del Apéndice N°1.

$VADP_j$ = Costo de capacidad medio del nivel de tensión j , expresado en \$/kW-mes. Los valores base se presentan en Tabla N° 2 del Apéndice N°1.

$CIVAD_k$ = Coeficiente de Incidencia en el costo de capacidad correspondiente a la categoría tarifaria k . Estos valores se muestran en la Tabla N°3 del Apéndice N°1.

$FR_{k,j}$ = Factor de Responsabilidad de la categoría tarifaria k en el nivel de tensión j , presentado en Tabla N°4 del Apéndice N°1.

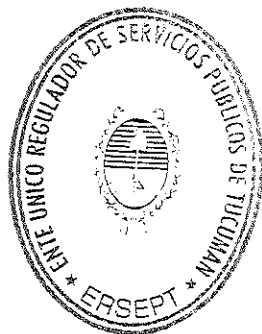
KMP_k = Potencia Máxima Coincidental Promedio Unitaria de los Clientes de la categoría tarifaria k , presentada en Tabla N°6 del Apéndice N°1.

$FCTip_k$ = Factor de carga típico de la categoría tarifaria k , presentado en Tabla N°1 del Apéndice N°1.

KP_{cf_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.

KP_{cp_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.

$KP_{ce_k} = 1 - KP_{cf_k} - KP_{cp_k}$ = 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.



Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

ERSEPT

Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán



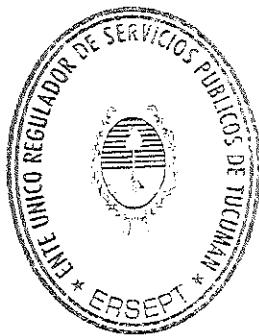
GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCION ERSEPT N° 240726

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%



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

ERSEPT

Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCION ERSEPT N°

240726

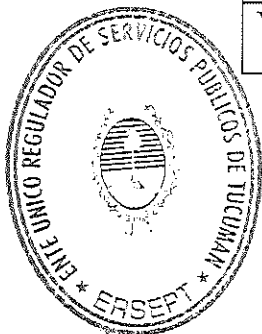
Tabla N° 2.1 - Valores Agregados de Distribución de Referencia

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



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

ERSEPT

Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCION ERSEPT N°

240726

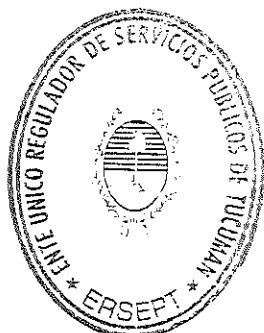
CCMe - PD	\$/mes	9.642
CCMg - PD	\$/mes	0
CCMe - MD	\$/mes	48.199
CCMg - MD	\$/mes	0
CCMe - GD	\$/mes	189.288
CCMg - GD	\$/mes	0

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

a mayo de 2026



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

ERSEPT

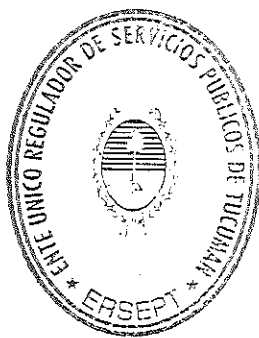
*Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán*



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCION ERSEPT N° 240726

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



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

ERSEPT

Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán



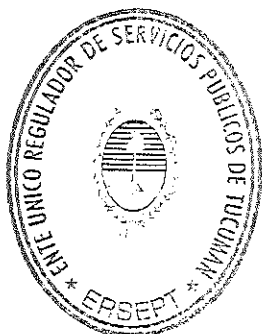
GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCION ERSEPT N°

240728

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



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

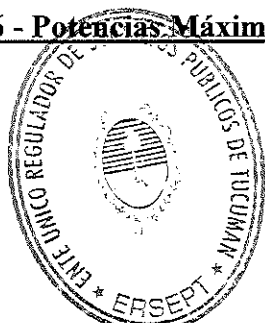
Tabla N° 4 - Factores de Responsabilidad

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%

Tabla N° 6 - Potencias Máximas Coincidentes Promedio de Pequeñas Demandas

2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

ERSEPT

Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

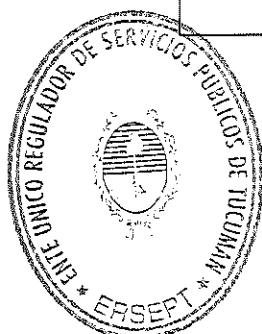
RESOLUCION ERSEPT N°

240/26

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



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

ERSEPT

*Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán*

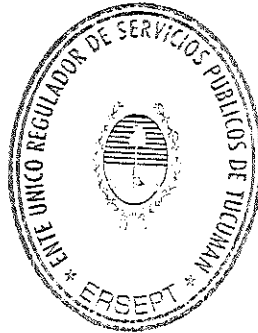


GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCION ERSEPT N°

240/26

T5	0	1	0
T6-BT	0	1	0
T6-MT	0	1	0



2026.-


Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

ERSEPT

Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCIÓN ERSEPT N° 240726

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 \leq 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

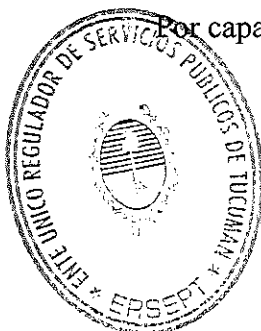
Cargo por Energía \$/kWh 146,59

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



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

ERSEPT

Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCIÓN ERSEPT N°

240726

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)

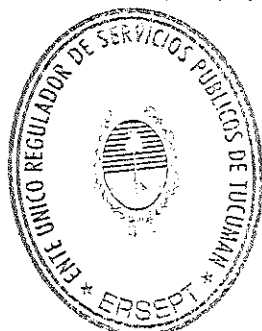
		Unidad	Importe
C1	Clientes con consumo <= 150 kWh/mes	\$/mes	19.317
C2	Consumo entre 151 y 300 kWh/mes	\$/mes	34.095
C3	Consumo entre 301 y 1000 kWh/mes	\$/mes	72.411
C4	Clientes con consumo > 1000 kWh/mes	\$/mes	221.061
	Cargo por Energía	\$/kWh	147,50

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



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

ERSEPT

Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCION ERSEPT N°

240/26

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)

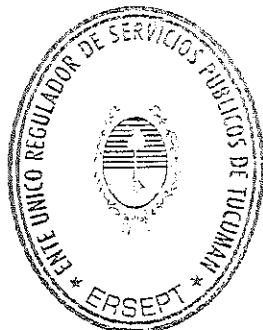
	Unidad	Importe
Cargo Fijo sin derecho a consumo	\$/mes	44.411
Por capacidad de suministro contratada	\$/kW-Mes	38.794
Cargo por Energía	\$/kWh	111,47

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



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

ERSEPT

Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCION ERSEPT N°

240726

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 $\text{tg } \phi < 0,32$ 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

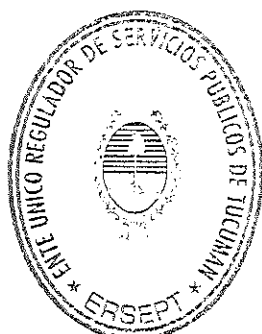
Recargo por $\text{tg } \phi > 0,42$ por la energía reactiva inductiva en exceso del 42% de la energía activa.

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	41.383
En media tensión	\$/kW-Mes	39.701



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

ERSEPT

Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCIÓN ERSEPT N°

240/26

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 $\text{tg } \phi < 0,32$ 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

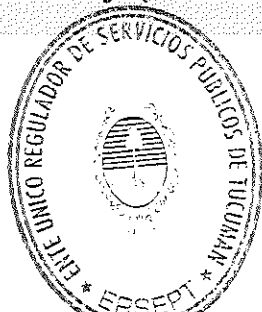
Recargo por $\text{tg } \phi > 0,42$ por la energía reactiva inductiva en exceso del 42% de la energía activa.

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)



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

ERSEPT

Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCIÓN ERSEPT N°

240/26

	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

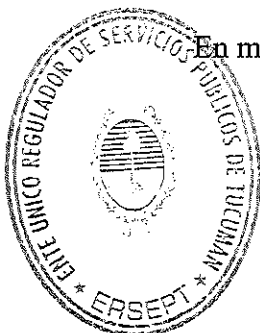
Por la energía reactiva inductiva

Bonificación por $\text{tg } \phi < 0,32$ 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 $\text{tg } \phi > 0,42$ 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



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

ERSEPT

Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCIÓN ERSEPT N°

240/28

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

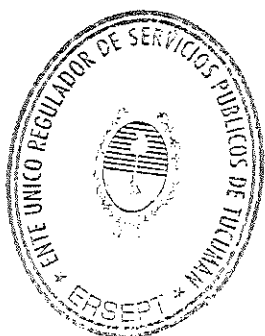
Por la energía reactiva inductiva

Bonificación por $\text{tg } \phi < 0,32$ 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 $\text{tg } \phi > 0,42$ 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



2026.-

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°

240126

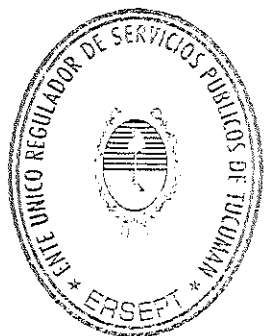
Servicio de suspensión y rehabilitación

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



Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

2026.-

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**

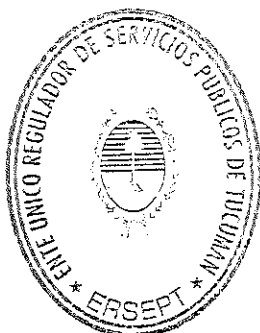
(aplicable según consumo promedio de los últimos 12 meses, incluyendo el actual, y adecuándose al período de facturación correspondiente)

		Unidad	Importe
C1	Clientes con consumo \leq 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



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

ERSEPT

Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCIÓN ERSEPT N°

240/20

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 \leq 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

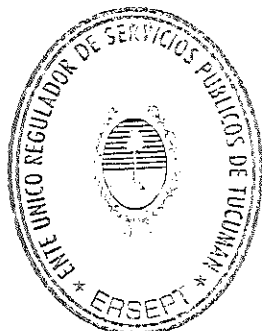
Cargo por Energía \$/kWh 147,50

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 \leq 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



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

ERSEPT

Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCIÓN ERSEPT N°

240/26

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

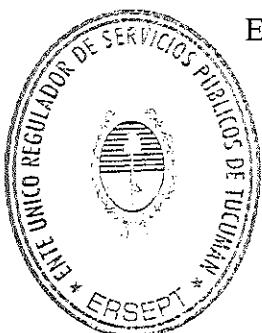
Tarifa 4 (Grandes demandas)

	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



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

ERSEPT

*Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán*



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCIÓN ERSEPT N°

240/26

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 $\text{tg } \phi < 0,32$ 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

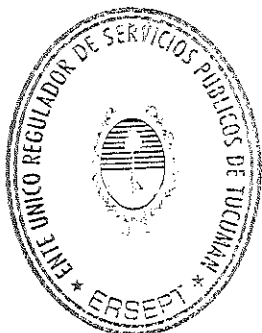
Recargo por $\text{tg } \phi > 0,42$ por la energía reactiva inductiva en exceso del 42% de la energía activa.

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	37.969
En media tensión	\$/kW-Mes	36.628



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

ERSEPT

Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCIÓN ERSEPT N°

240/26

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 $\text{tg } \phi < 0,32$ 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

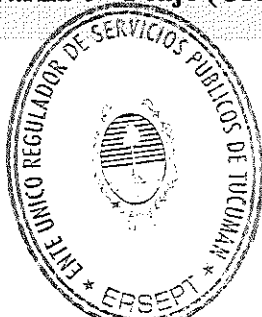
Recargo por $\text{tg } \phi > 0,42$ por la energía reactiva inductiva en exceso del 42% de la energía activa.

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)



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

ERSEPT

Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCIÓN ERSEPT N°

240726

	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

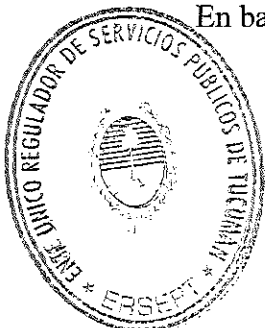
Por la energía reactiva inductiva

Bonificación por $\text{tg } \phi < 0,32$ 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 $\text{tg } \phi > 0,42$ por la energía reactiva inductiva en exceso del 42% de la energía activa.

En baja tensión	\$/kVARh	113,12
-----------------	----------	--------



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

ERSEPT

Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCIÓN ERSEPT N°

240/26

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 $\text{tg } \phi < 0,32$ por la energía reactiva inductiva en defecto del 32% de la energía activa.

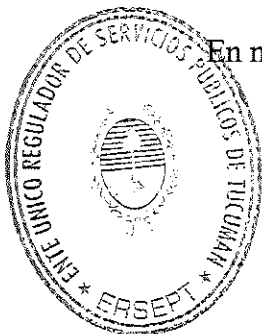
En baja tensión \$/kVARh 21,97

En media tensión \$/kVARh 19,62

Recargo por $\text{tg } \phi > 0,42$ 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



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

ERSEPT

*Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán*



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCION ERSEPT N°

240126

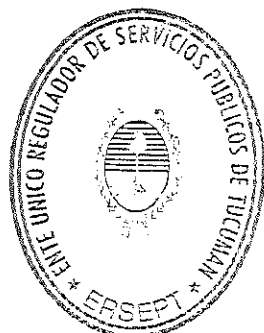
Servicio de suspensión y rehabilitación

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



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
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 \leq 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)

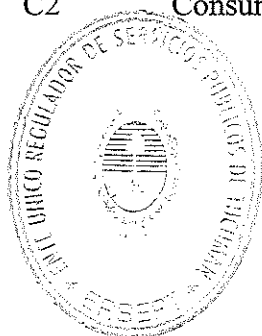
	Unidad	Importe
Por capacidad de suministro	\$/kW-Mes	1.178

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 \leq 150 kWh/mes	\$/mes	668
C2	Consumo entre 151 y 300 kWh/mes	\$/mes	2.089



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

ERSEPT

Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCIÓN ERSEPT N°

240/26

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 \leq 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

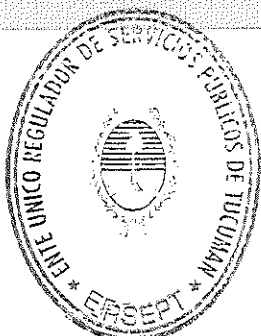
Tarifa 2 y Tarifa 5 (Medianas demandas)

	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)



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

ERSEPT

*Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán*

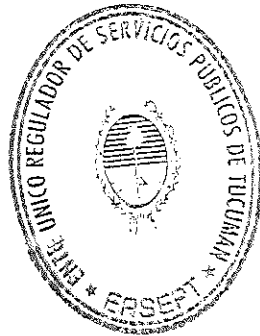


GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCION ERSEPT Nº

240126

	Unidad	Importe
Por capacidad de suministro equivalente		
En baja tensión	\$/kW-Mes	3.414
En media tensión	\$/kW-Mes	3.073



Ing. JOSÉ RICARDO ASCAHAI
INTERVENTOR - ERSEPT

ERSEPT

Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCION ERSEPT N°

240126

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)

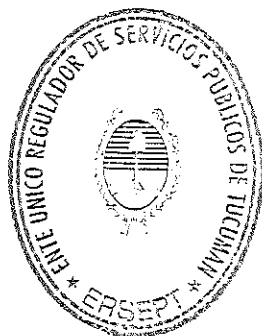
Cargos por Disponibilidad de Red

(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 \leq 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



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
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**

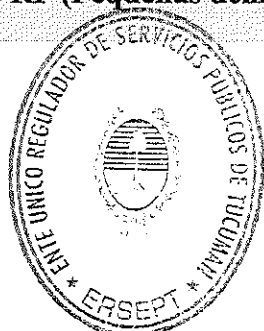
(aplicable según consumo promedio de los últimos 12 meses, incluyendo el actual, y adecuándose al período de facturación correspondiente)

	Unidad	Importe
C1 Clientes con consumo \leq 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 \leq 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)

2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

ERSEPT

Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

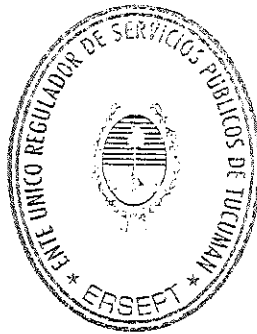
RESOLUCIÓN ERSEPT N°

240726

	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



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

ERSEPT

Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCIÓN ERSEPT N°

240/26

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)

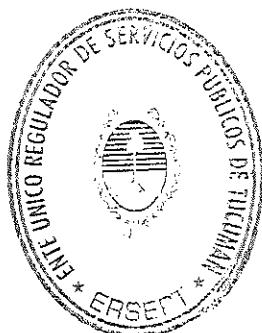
Cargos por Disponibilidad de Red

(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 \leq 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



2026.-

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

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)

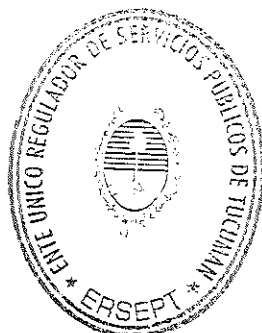
Por consumo de energía:

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



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENCIÓN - ERSEPT

ERSEPT

Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

240/26

RESOLUCIÓN ERSEPT N°

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

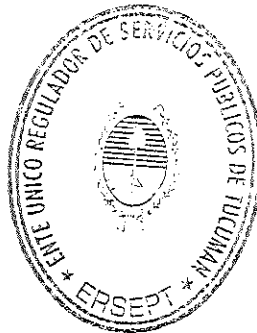
Por consumo de energía:

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



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

ERSEPT

Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCIÓN ERSEPT N°

240/26

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 \leq 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)

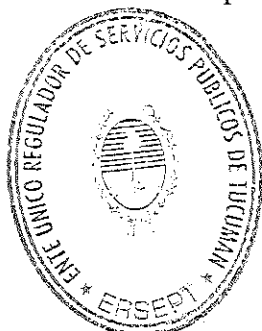
		Unidad	
			-
	Por capacidad de suministro	\$/kW-Mes	2.136

Tarifa 2 (Medianas demandas)

		Unidad	
	Por capacidad de suministro contratada	\$/kW-Mes	-3.033

Tarifa 4 (Grandes demandas)

Por capacidad de suministro equivalente



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

ERSEPT

*Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán*

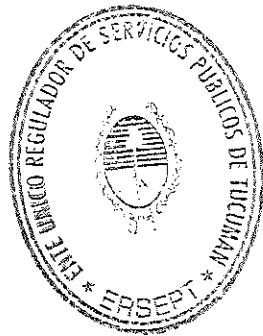


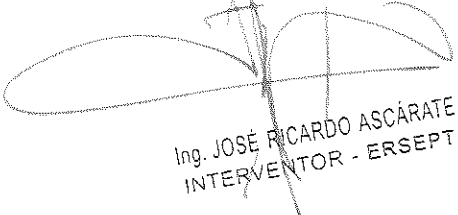
GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCION ERSEPT N°

240726

En baja tensión	\$/kW-Mes	-3.414
En media tensión	\$/kW-Mes	-3.073




Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

ERSEPT

Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCIÓN ERSEPT N°

240/26

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)

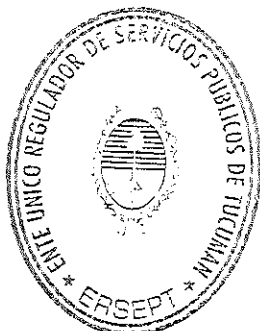
	Unidad	Importe
Cargo por Energía Activa Inyectada Usuarios sin Subsidio Nacional	\$/kWh	106,73
Cargo por Energía Activa Inyectada Usuarios con Subsidio Nacional	\$/kWh	45,46

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



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

125

ERSEPT

Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCIÓN ERSEPT N°

240/26

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

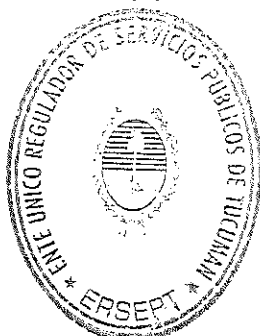
Tarifa 4 (Grandes demandas)

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



2026.-

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

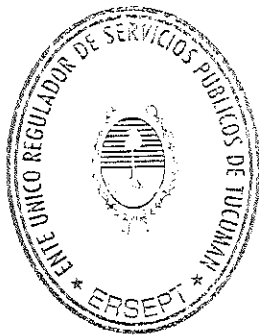
Período horas de Valle \$/kWh 86,49

En media tensión

Período horas de Punta \$/kWh 82,51

Período horas de Resto \$/kWh 80,95

Período horas de Valle \$/kWh 80,15



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



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

ERSEPT

Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCIÓN ERSEPT N°

240/26

(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)

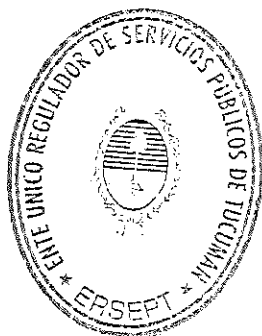
		Unidad	Importe
C1	Clientes con consumo \leq 150 kWh/mes	\$/mes	20.965
C2	Consumo entre 151 y 300 kWh/mes	\$/mes	37.003
C3	Consumo entre 301 y 1000 kWh/mes	\$/mes	78.587
C4	Clientes con consumo $>$ 1000 kWh/mes	\$/mes	239.918
	Cargo por Energía	\$/kWh	147,50

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 \leq 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



2026.-

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

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)

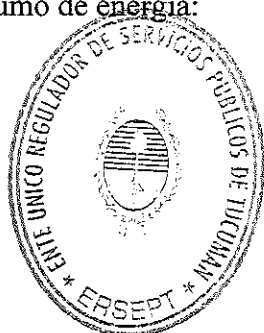
	Unidad	Importe
Cargo por Energía	\$/kWh	324,43

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:



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENOR - ERSEPT

ERSEPT

Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCION ERSEPT N°

240/26

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 $\text{tg } \phi < 0,32$ 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 $\text{tg } \phi > 0,42$ 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

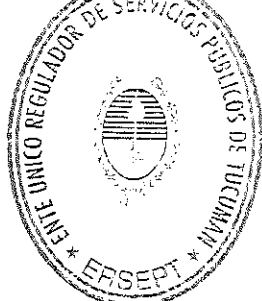
Tarifa 4 (Potencia iguales o mayores a 300 kW)

Por capacidad de suministro equivalente

En baja tensión	\$/kW-Mes	44.267
En media tensión	\$/kW-Mes	42.297

Por consumo de energía:

En baja tensión



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

ERSEPT

Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCION ERSEPT N°

240/26

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 $\text{tg } \phi < 0,32$ 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 $\text{tg } \phi > 0,42$ por la energía reactiva inductiva en exceso del 42% de la energía activa.

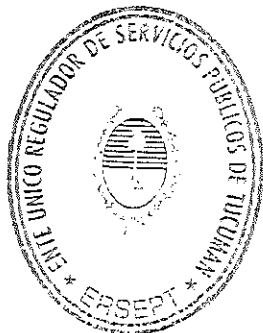
En baja tensión	\$/kVARh	109,83
En media tensión	\$/kVARh	98,11

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



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

132

ERSEPT

Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCION ERSEPT N°

240/26

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

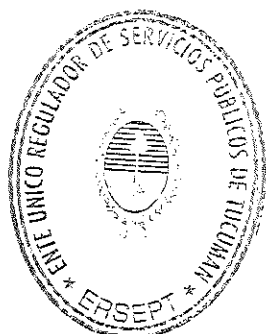
Bonificación por $\text{tg } \phi < 0,32$ por la energía reactiva inductiva en defecto del 32% de la energía activa.

En baja tensión	\$/kVARh	22,62
En media tensión	\$/kVARh	20,21

Recargo por $\text{tg } \phi > 0,42$ 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 6 (Potencia iguales o mayores a 300 kW)



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASGARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

ERSEPT

Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCIÓN ERSEPT N°

240/26

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 $\text{tg } \phi < 0,32$ 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

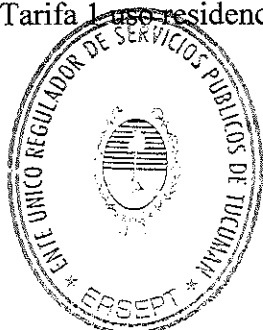
Recargo por $\text{tg } \phi > 0,42$ por la energía reactiva inductiva en exceso del 42% de la energía activa.

En baja tensión	\$/kVARh	109,83
En media tensión	\$/kVARh	98,11

Servicio de suspensión y rehabilitación

Tarifa uso residencial

\$ 10.608



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

134

ERSEPT

Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCION ERSEPT N°

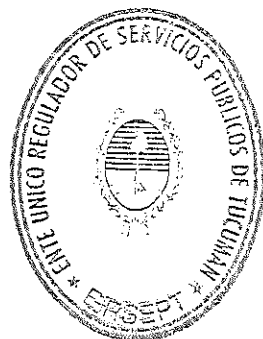
240/26

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



2026.-

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 Nº

240/26

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 \leq 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

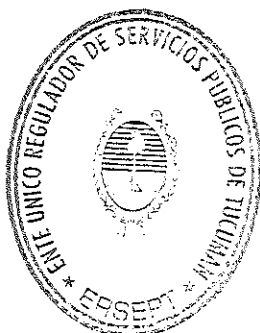
Cargo de Eficiencia Energética

\$/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



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

136

ERSEPT

Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCIÓN ERSEPT N°

240/20

(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)

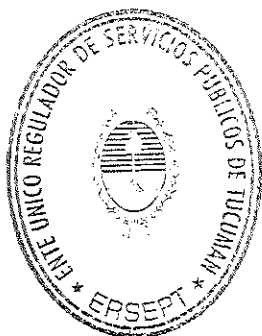
		Unidad	Importe
C1	Clientes con consumo \leq 150 kWh/mes	\$/mes	20.240
C2	Consumo entre 151 y 300 kWh/mes	\$/mes	34.736
C3	Consumo entre 301 y 1000 kWh/mes	\$/mes	72.160
C4	Clientes con consumo $>$ 1000 kWh/mes	\$/mes	217.244
	Cargo por Energía	\$/kWh	147,50

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 \leq 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



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

ERSEPT

Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCION ERSEPT N°

240/26

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

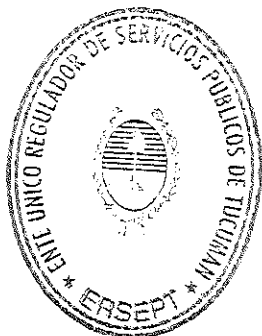
Tarifa 4 (Grandes demandas)

	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



2026.-

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°

240/20

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 $\text{tg } \phi < 0,32$ 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 $\text{tg } \phi > 0,42$ por la energía reactiva inductiva en exceso del 42% de la energía activa.

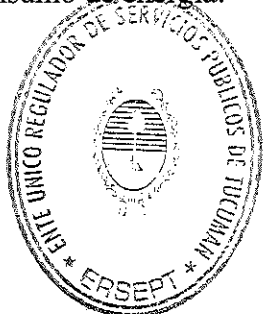
En baja tensión	\$/kVARh	113,12
En media tensión	\$/kVARh	101,05

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:



2026.-

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

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 $\text{tg } \phi < 0,32$ 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 $\text{tg } \phi > 0,42$ por la energía reactiva inductiva en exceso del 42% de la energía activa.

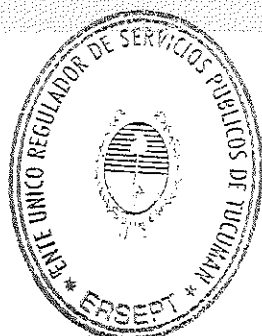
En baja tensión	\$/kVARh	109,83
En media tensión	\$/kVARh	98,11

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



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

140

ERSEPT

Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCION ERSEPT N°

240/26

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

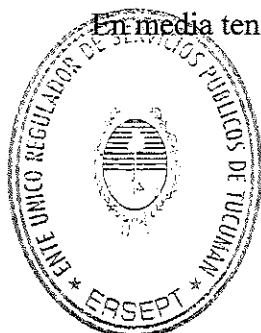
Por la energía reactiva inductiva

Bonificación por $\text{tg } \phi < 0,32$ 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 $\text{tg } \phi > 0,42$ 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



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

141

ERSEPT

Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCION ERSEPT N°

240/26

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

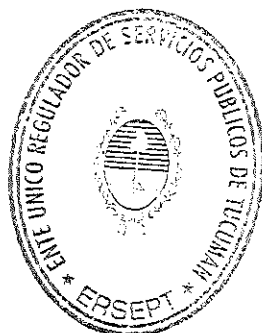
Por la energía reactiva inductiva

Bonificación por $\text{tg } \phi < 0,32$ 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 $\text{tg } \phi > 0,42$ 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



2026.-

Ing. JOSE RICARDO ASCARATE
INTERVENOR - ERSEPT

142

ERSEPT

Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCION ERSEPT Nº

240126

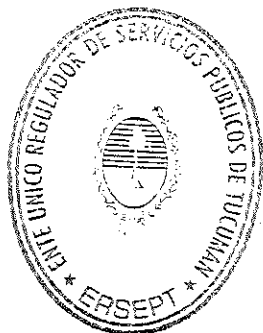
Servicio de suspensión y rehabilitación

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



2026.-

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

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 \leq 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)

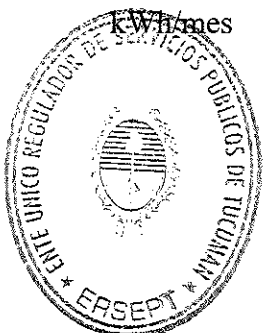
	Unidad	Importe
Por capacidad de suministro	\$/kW-Mes	1.279

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 \leq 150 kWh/mes	\$/mes	725



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

144

ERSEPT

Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCION ERSEPT N°

240/26

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

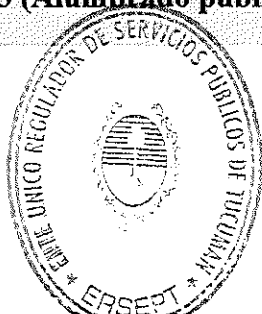
Tarifa 1 GP (Pequeñas demandas uso general con medición de potencia)

	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)



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

145

ERSEPT

*Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán*



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

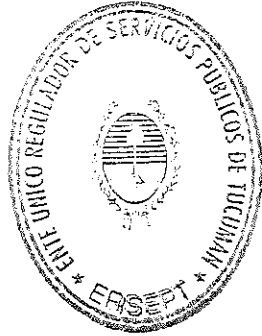
RESOLUCION ERSEPT N°

240/26

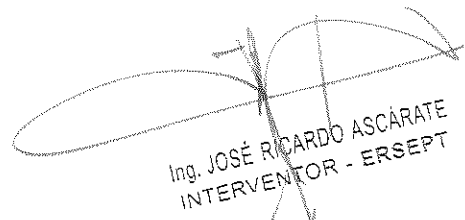
	Unidad	Importe
Cargo por Energía	\$/kWh	19,08

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



2026.-


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

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 \leq 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

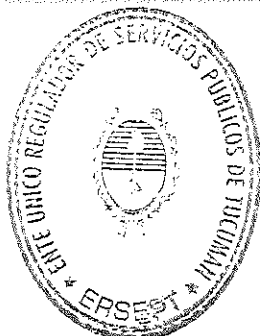
Cargos por Disponibilidad de Red

(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 \leq 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



2026.-

Ing. JOSE RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

ERSEPT

*Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán*



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

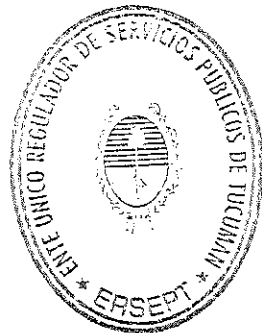
RESOLUCION ERSEPT N°

240/26

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



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT 148

ERSEPT

Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCIÓN ERSEPT N°

240/26

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)

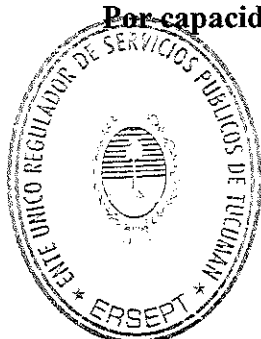
Cargos por Disponibilidad de Red

(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 \leq 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	- 9.642
Por capacidad de suministro	\$/kW-Mes	-



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

149

ERSEPT

Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCIÓN ERSEPT N°

240/26

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)

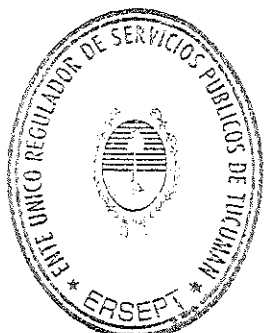
Por consumo de energía:

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
------------------------	--------	---------



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

ERSEPT

*Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán*



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCION ERSEPT Nº

240/26

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

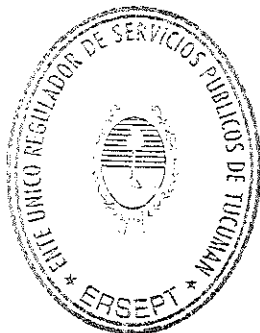
Por consumo de energía:

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



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

ERSEPT

Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCIÓN ERSEPT N°

240/26

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 \leq 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)

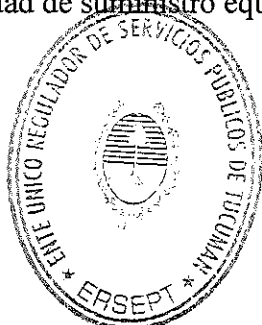
	Unidad	
		-
Por capacidad de suministro	\$/kW-Mes	2.319

Tarifa 2 (Medianas demandas)

	Unidad	
Por capacidad de suministro contratada	\$/kW-Mes	-3.292

Tarifa 4 (Grandes demandas)

Por capacidad de suministro equivalente



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

ERSEPT

*Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán*

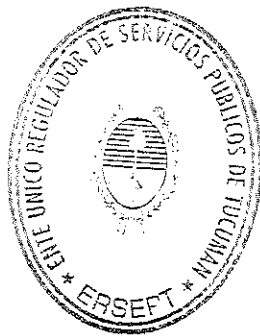


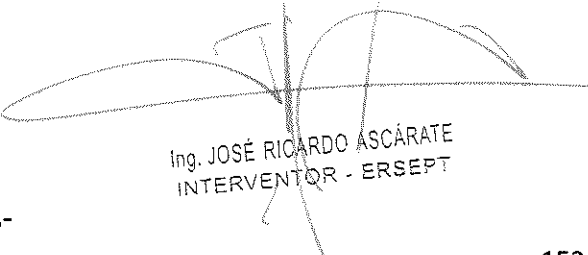
GOBIERNO DE
TUCUMÁN

240126

RESOLUCION ERSEPT N°

En baja tensión	\$/kW-Mes	-3.706
En media tensión	\$/kW-Mes	-3.336




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.

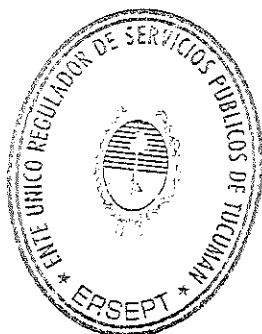
III. Marco normativo y principios rectores

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.

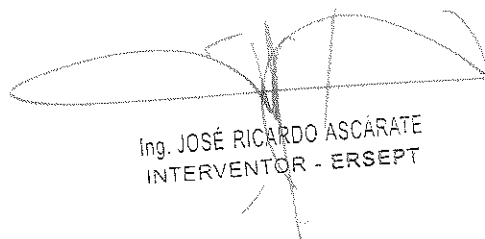
Su interpretación y aplicación se regirá por los principios de transparencia, consistencia, trazabilidad, causalidad, integridad, comparabilidad y no discriminación.

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.



2026.-


Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

ERSEPT

Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCIÓN ERSEPT N°

240/26

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

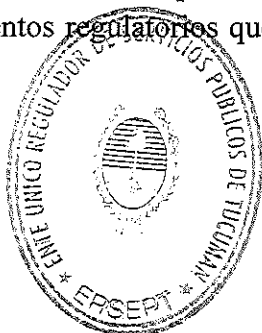
El Sistema de Contabilidad Regulatoria constituye el conjunto de normas, criterios, procedimientos, estructuras contables, reportes y mecanismos de conciliación que el ERSEPT establecerá a fin de disponer de información homogénea, verificable y comparable para la regulación tarifaria, el control económico-financiero 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.

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



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR ERSEPT

155

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.

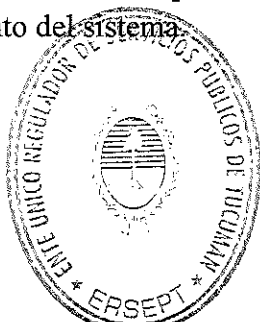
PARTE IV – IMPLEMENTACIÓN, ACTUALIZACIÓN Y DISPOSICIONES FINALES

XII. Gobierno del sistema y canales de remisión

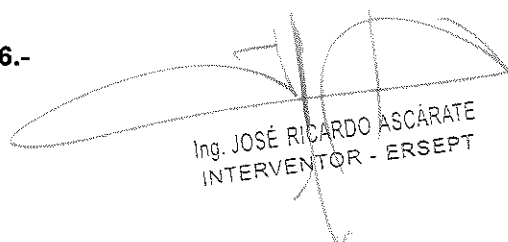
El ERSEPT será la autoridad de gobierno del Sistema de Contabilidad Regulatoria y de la Información Regulatoria Complementaria, administrando los requerimientos de información, sus cronogramas, validaciones, mecanismos de control, criterios interpretativos y canales digitales de remisión. La información 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.



2026.-


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

XIV. Actualización del Manual

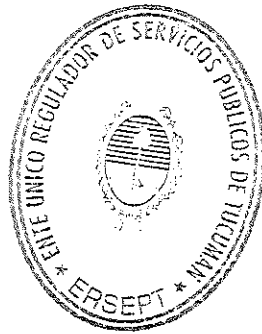
El presente Manual podrá ser actualizado, ampliado o precisado por el ERSEPT mediante resolución, cuando resulte necesario adecuarlo a cambios normativos, metodológicos, tecnológicos o de gestión, o bien incorporar nuevos instrumentos, módulos, formatos, definiciones o criterios de reporte.

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.-



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
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

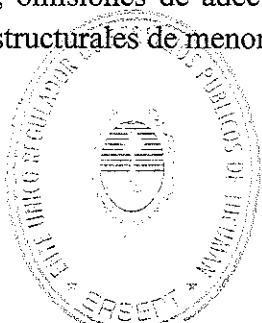
Sin perjuicio del alcance general definido precedentemente, a la fecha de aprobación del presente Anexo se identifican, entre otros, los siguientes esquemas de abastecimiento fuera del MEM cuya evaluación regulatoria corresponde efectuar en el marco del presente régimen:

- 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 registrará 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.



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:

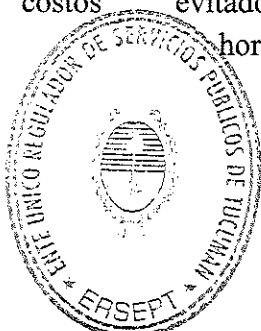
- a) **condición de necesidad:** que el esquema resulte necesario para garantizar continuidad y calidad del servicio;
- b) **condición de razonabilidad:** que no exista una alternativa técnica y económicamente superior razonablemente implementable en un plazo compatible con las necesidades de continuidad 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;



2026.-

ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

RESOLUCIÓN ERSEPT N°

240/26

- 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

Tafi del Valle

El ERSEPT establece que el tratamiento regulatorio de los costos de abastecimiento en Tafi 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:

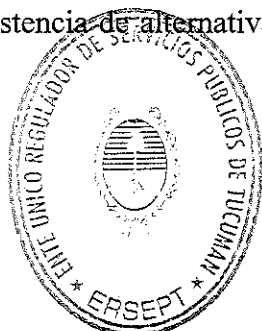
- i) un análisis integral del estado de avance de las obras financiadas mediante dicho mecanismo;
- ii) la identificación, en su caso, de nuevas necesidades de inversión que pudieran justificar su continuidad;
- iii) una propuesta de adecuación, redefinición o finalización del esquema, consistente con 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 Tafi del Valle quedará condicionado a:

- i) la acreditación de su necesidad técnica efectiva;
- ii) la inexistencia de alternativas de menor costo total inmediatamente implementables;



2026.-

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 Tafi 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.

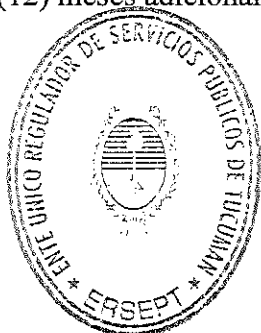
El reconocimiento del costo de reserva fría no podrá consolidarse como un componente permanente de la tarifa.

Amaicha del Valle

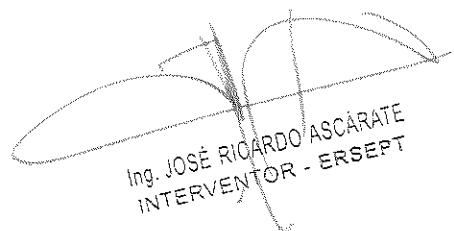
La generación aislada en Amaicha del Valle será considerada un esquema estrictamente transitorio y sujeto a revisión prioritaria. Su reconocimiento no podrá sostenerse indefinidamente y deberá quedar asociado a un sendero concreto de evaluación, sustitución y reducción. En ausencia de justificación suficiente, 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.



2026.-


Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

ERSEPT

*Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán*



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCIÓN ERSEPT N°

240/26

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 Tafi 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.

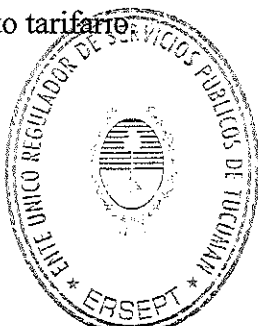
Energía adquirida a la Provincia de Salta

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.



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

162

RESOLUCION ERSEPT N° 240/26

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.

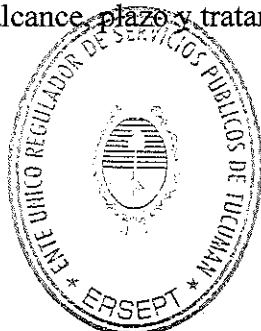
Sobre mecanismos de financiamiento

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.



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

163

ERSEPT

*Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán*



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCION ERSEPT Nº 240/26

La sola mención de estas alternativas no importa su aprobación automática.

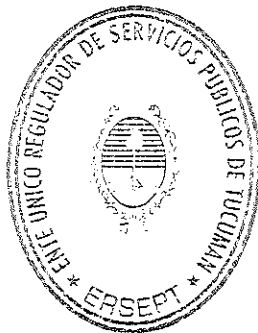
Facultades de revisión del ERSEPT

El ERSEPT podrá, respecto de cualquiera de los esquemas comprendidos en el presente Anexo:

- a) mantener su reconocimiento transitorio;
- b) limitar;
- 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.



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

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:

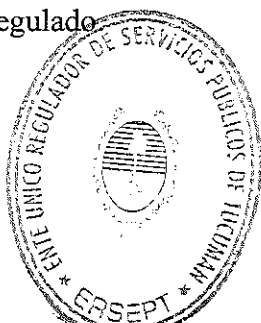
- a) el alquiler o cesión de uso de postes, ductos u otra infraestructura de red;
- b) la ejecución de obras eléctricas para terceros;
- c) la prestación de servicios técnicos especializados;
- d) la provisión de materiales o equipamiento;
- e) y otras actividades análogas desarrolladas en condiciones 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.

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.



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

ERSEPT

*Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán*



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCIÓN ERSEPT N°

240/26

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.

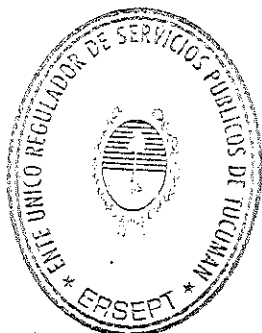
Costos no admisibles

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



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE 166
INTERVENTOR - ERSEPT

ERSEPT

*Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán*



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCIÓN ERSEPT N° 240/26

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:

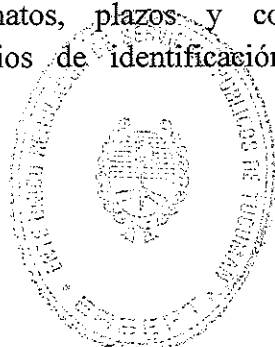
- a) identificación de actividades reguladas y no reguladas;
- b) asignación separada de ingresos;
- c) individualización de activos regulados utilizados por actividades no reguladas;
- d) identificación de costos incrementales directos asociados a dichas actividades;
- e) respaldo documental de contratos, 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;



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

167

ERSEPT

*Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán*



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCIÓN ERSEPT N° 240/26

- 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.

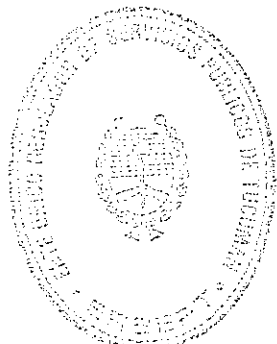
Sin perjuicio de ello, el mecanismo de compartición podrá incidir indirectamente en la determinación del ingreso requerido futuro, en tanto implique una reducción de los costos a ser recuperados vía tarifa.

En consecuencia, la presente RTI deja establecido:

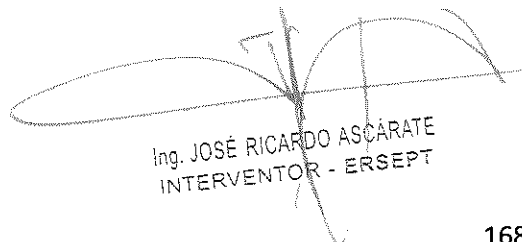
- a) el principio de separación entre actividades reguladas y no reguladas;
- b) la improcedencia de trasladar pérdidas competitivas al negocio regulado;
- c) la compartición del 50% de los ingresos netos derivados del uso de activos regulados;
- d) la determinación anual del beneficio compartible;
- 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.



2026.-


Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
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.

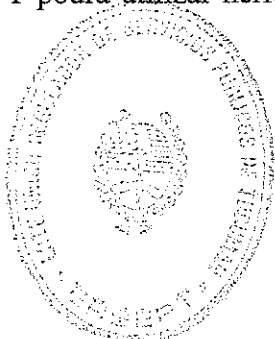
Elegibilidad y procedimiento de incorporación

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.

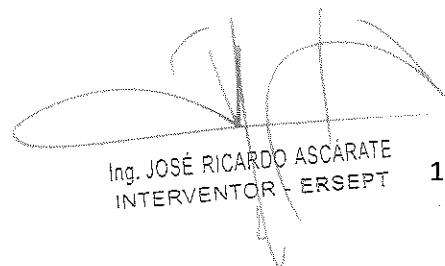
En consecuencia, el régimen adoptado para la RTI 2025–2030 no implica la creación de un nuevo sistema de elegibilidad, sino la continuidad y consolidación del régimen vigente, dentro del marco regulatorio aplicable.

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,



2026.-


Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

ERSEPT

*Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán*



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCIÓN ERSEPT Nº 240 / 26

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.

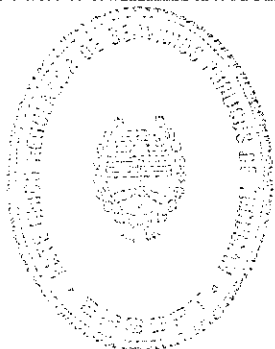
El monto reconocido por este concepto se ajustará conforme al mecanismo general de actualización del VAD aplicable durante el período 2025–2030.

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.



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

ERSEPT

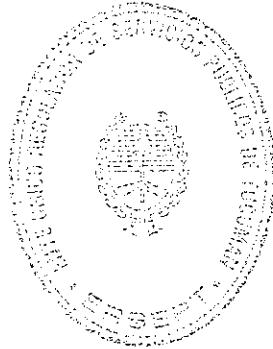
*Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán*



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCION ERSEPT Nº 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.-



2026.-


Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

ERSEPT

*Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán*



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCION ERSEPT N° 240/26

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.

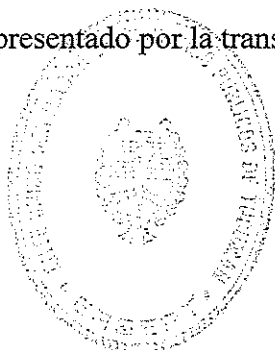
Detalle de los incidentes y distribuidores de MT involucrados: indicando N° de incidente, día y hora de inicio, día y hora de finalización o cierre, duración, distribuidor, nivel de tensión y relación con Centro de Maniobra, Estación de Rebaje o Estación Transformadora.

Información de dominio público difundida a través de canales de comunicación abiertos.

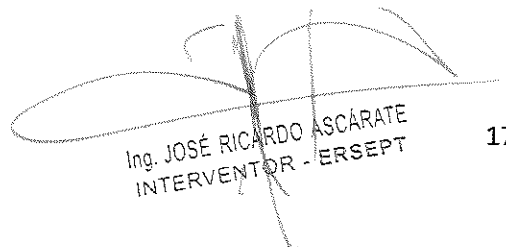
El efecto sobre la Calidad de Servicio Técnico de las interrupciones producidas por la actuación de los mecanismos de desconexión automática de Generación (DAG), de Demanda (DAD) o Mínima Frecuencia en el SADI no será tenido en cuenta para el cálculo de los índices, siempre que la DISTRIBUIDORA haya informado de modo suficiente y oportuno al ERSEPT, realizando:

Presentación de Nota informando lo ocurrido.

Copia de lo presentado por la transportista ante CAMMESA.



2026.-


Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

172

ERSEPT

*Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán*



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCION ERSEPT N° 240/26

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.

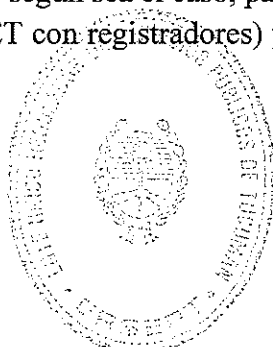
Información de dominio público difundida a través de canales de comunicación abiertos.

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:

- (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



2026.-

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

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.

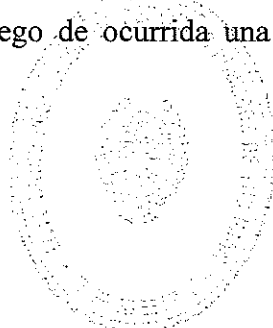
La imposibilidad de acceso a la información por causas imputables a la Distribuidora será pasible de una sanción por ERSEPT, con un monto máximo de \$3.000.000 (pesos tres millones) por semestre, actualizable de acuerdo a la variación reconocida de VAD.

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 ctes.). 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



2026.-

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

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.

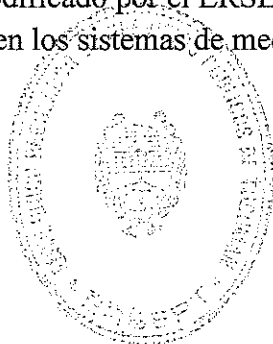
En el plazo máximo de TREINTA (30) días corridos después de haber tomado conocimiento del Informe Mensual de Servicio Técnico, el ERSEPT definirá los casos de exclusión aceptados como causales de Caso Fortuito o Fuerza Mayor presentados por la DISTRIBUIDORA. El plazo mencionado podrá ser ampliado por 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.

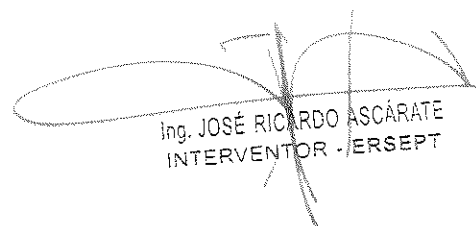
En el supuesto que el ERSEPT no se expida dentro del plazo indicado, la DISTRIBUIDORA deberá requerir, por escrito y de modo fehaciente al ERSEPT, el pronunciamiento respecto de los casos de exclusión por causales de Caso Fortuito o Fuerza Mayor enunciados en el Informe Mensual de Servicio Técnico. Transcurridos 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.

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.



2026.-


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

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.

$$FMIK_{(set)y} = \frac{\sum KVA_{FS(set)y}}{KVA_{INST.(set)y}}$$

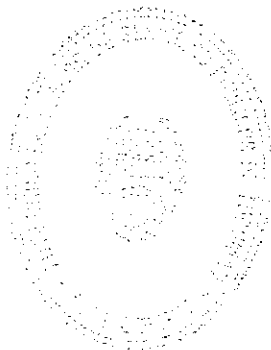
Donde:

Σ : 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 Aéreas y Rurales Aéreas) por SET “y” en cada una de las contingencias.

$KVA_{INST.(set)y}$ Cantidades de KVA instalados en la SET “y”(Urbanos Subterráneos, Urbanos Aéreas y Rurales Aéreas) actualizados al inicio de cada semestre.

$$TTIK_{(set)y} = \frac{\sum (KVA_{FS(set)y} * T_{FS(set)y})}{KVA_{INST.(set)y}}$$



2026.-

ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

RESOLUCION ERSEPT N° 240 / 26

Donde:

Σ : 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 Aéreas y Rurales Aéreas), 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 Aéreas y Rurales Aéreas) en cada una de las contingencias.

$KVA_{INST.(set)y}$: Cantidades de KVA instalados en cada uno de las SET "y" (Urbanos Subterráneos, Urbanos Aéreas y Rurales Aéreas) 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:

$$ENI(kWh)_{(set)y} = \frac{(FMIK_{reg(set)y} - FMIK_{tab(set)y})}{FMIK_{reg(set)y}} * TTIK_{reg(set)y} * POT_{(set)y};$$

$$POT_{(set)y} = \frac{Energía_{(set)y}}{Horas semestre} = \frac{Energía_{(set)y}}{4380}$$

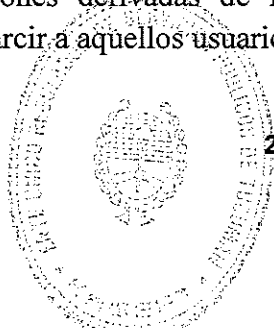
Donde:

Las Energías: serán las calculadas con las energías facturadas por SET "y" durante el semestre de control, respectivamente.

Si se excede TTIK:

$$ENI(kWh)_{(set)y} = (TTIK_{reg(set)y} - TTIK_{tab(set)y}) * POT_{(set)y}$$

Las compensaciones derivadas de la imposición de sanciones tendrán por objeto fundamental resarcir a aquellos usuarios directamente afectados.



2026.-

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

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:

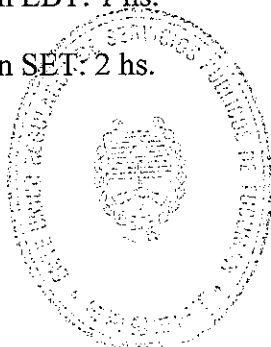
Obra Nueva LBT: 1 hs.

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 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

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 (FMIKexty y TTIKexty). 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
FMIKexty	2
TTIKexty	6

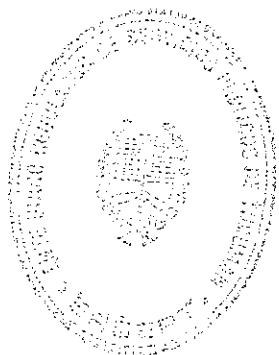
A partir del 1° Semestre del año 2029 el control y cálculo de los índices Frecuencia y Duración será a nivel de cliente T4 sectorizado por tipo de instalación.

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:

a) Frecuencia de interrupciones (cantidad de veces en un periodo determinado que se interrumpe el suministro a un usuario).



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

179

ERSEPT

Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCION ERSEPT N° 240/26

$$FRECUENCIA_{(Usuario)_y} = \sum Usuario_{FSy}$$

Donde:

Σ : 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 Aéreas y Rurales Aéreas).

b) Duración de la interrupción (tiempo sin suministro de cada interrupción).

$$DURACION_{(Usuario)_y} = \sum TUsuario_{FSy}$$

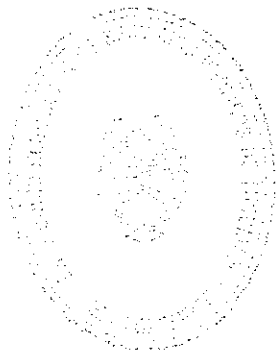
Donde:

Σ : 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 Aéreas y Rurales Aéreas), 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:



2026.-

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

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.

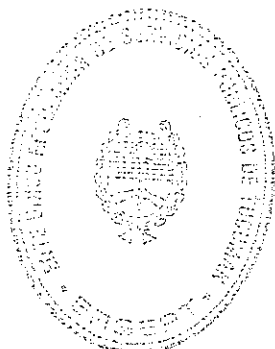
Obra Nueva LMT: 2 hs.

Obra Mejora en LBT: 1 hs.

Obra Mejora en SET: 2 hs.

Obra Mejora en LMT: 4 hs.

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:



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

ERSEPT

Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCIÓN ERSEPT N° 240/26

Índices	Todas las instalaciones
Frecuencia ext usuario	2
Duración ext usuario	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 $T \geq 0,05$ y $< 0,06$: 2.04 \$/KWh

Si $T \geq 0,06$ y $< 0,07$: 4.09 \$/KWh

Si $T \geq 0,07$ y $< 0,08$: 6.14 \$/KWh

Si $T \geq 0,08$ y $< 0,09$: 8.16 \$/KWh

Si $T \geq 0,09$ y $< 0,10$: 11.02 \$/KWh

Si $T \geq 0,10$ y $< 0,11$: 13.53 \$/KWh

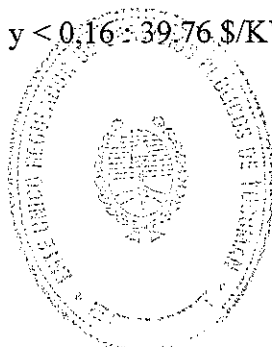
Si $T \geq 0,11$ y $< 0,12$: 15.74 \$/KWh

Si $T \geq 0,12$ y $< 0,13$: 16.77 \$/KWh

Si $T \geq 0,13$ y $< 0,14$: 21.48 \$/KWh

Si $T \geq 0,14$ y $< 0,15$: 37.69 \$/KWh

Si $T \geq 0,15$ y $< 0,16$: 39.76 \$/KWh



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENCIÓN ERSEPT

182

ERSEPT

*Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán*



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCIÓN ERSEPT N° 240/26

Si $T > \delta = 0,16$ y $< 0,18$: 41.83 \$/KWh

Si $T > \delta = 0,18$ y $< 0,20$: 43.90 \$/KWh

Si $T > \delta = 0,20$: 46.00 \$/KWh

Alimentación Rural (MT, BT)

Si $T > \delta = 0,10$ y $< 0,11$: 3.93 \$/KWh

Si $T > \delta = 0,11$ y $< 0,12$: 7.87 \$/KWh

Si $T > \delta = 0,12$ y $< 0,13$: 10.23 \$/KWh

Si $T > \delta = 0,13$ y $< 0,14$: 21.48 \$/KWh

Si $T > \delta = 0,14$ y $< 0,15$: 37.69 \$/KWh

Si $T > \delta = 0,15$ y $< 0,16$: 39.76 \$/KWh

Si $T > \delta = 0,16$ y $< 0,18$: 41.83 \$/KWh

Si $T > \delta = 0,18$ y $< 0,20$: 43.90 \$/KWh

Si $T > \delta = 0,20$: 46.00 \$/KWh

Donde:

T : es igual al VALOR ABSOLUTO DE : $(TS-TN) / TN$

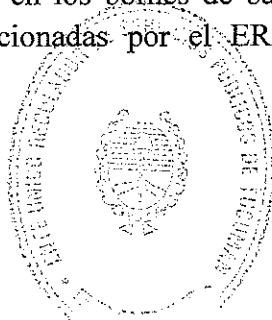
TS : tensión real del suministro

TN : tensión nominal del servicio

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



2026.-

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

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.

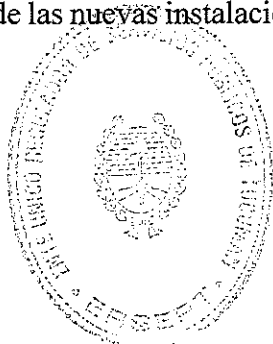
a.4. Durante el año 2026 la Distribuidora informará a ERSEPT el modelo de medidor y sistema de telecontrol que se utilizará para la implementación de las mediciones en clientes T4 como también el programa de implementación adoptado para el año 2027. Se establece que durante el año 2028 el control del 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.



2026.-

*Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT*

ERSEPT

*Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán*



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCIÓN ERSEPT N° 240/26

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

$$TRf = (4 \times 24 \times n) - 5\% (4 \times 24 \times n) = 4 \times 24 \times n \times 0.95$$

$$n = \text{mes de 28 días } TRf = 4 \times 24 \times 28 \times 0.95 = 2554$$

$$n = \text{mes de 29 días } TRf = 4 \times 24 \times 29 \times 0.95 = 2645$$

$$n = \text{mes de 30 días } TRf = 4 \times 24 \times 30 \times 0.95 = 2736$$

$$n = \text{mes de 31 días } TRf = 4 \times 24 \times 31 \times 0.95 = 2827$$

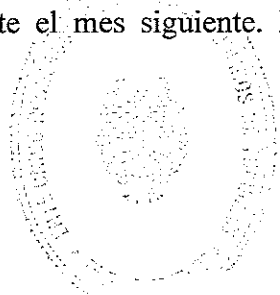
Observación: Se considera un período de integración de QUINCE (15) minutos. Se exceptúa la falta de información por corte de suministro debidamente registrado.

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.

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



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

ERSEPT

*Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán*



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCIÓN ERSEPT N° 240/26

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.

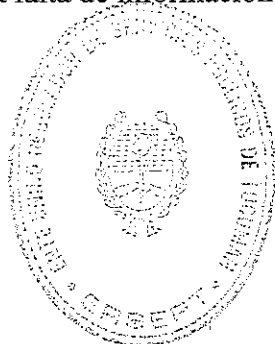
b.4. El total de registros mínimos admitidos para que un archivo sea considerado válido, será:

TRfs: Total de Registros por archivo.

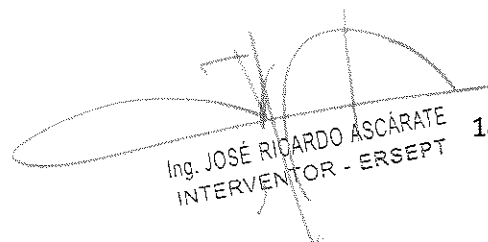
$$\text{TRfs} = (4 \times 24 \times 7) - 5\% (4 \times 24 \times 7)$$

$$\text{TRfs} = 4 \times 24 \times 7 \times 0.95 = 638.$$

Observación: Se considera un período de integración de QUINCE (15) minutos. Se exceptúan la falta de información por corte de suministro debidamente registrado.



2026.-


Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT 186

RESOLUCION ERSEPT N° 240/26

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 ($[TRFBp(x_k)_f] \geq 3\%$ 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:

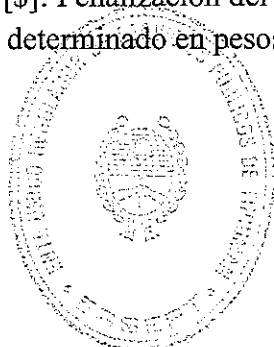
$$Penal_{T_{jEz}}(x)[\$] = \sum_{k=1}^{k=6} \sum_{f=1}^{f=3} \sum_{i=1}^{i=n} (Ep(x_k)_{f,i} * Coef(x_k)_{t,f,i;b})$$

$$Penal_{P_{jEz}}(x_k)[\$] = \sum_{f=1}^{f=3} \sum_{i=1}^{i=n} (Ep(x_k)_{f,i} * Coef(x_k)_{t,f,i;b})$$

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 [\$].



2026.-

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 Nº 240/26

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:

$$Ep(x_k)_{f,i} [\text{kWh}] = Pp(x_k)_{f,i} [\text{kW}] * 0,25 [\text{horas}].$$

$Pp(x_k)_{f,i}$: 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.

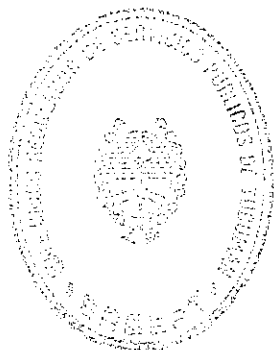
t : Tabla 1 ó Tabla 2. La Tabla 1, se utiliza para archivos " x " de equipos registradores instalados en suministros de Clientes Finales o Puntos Fijos de BT ubicados en zonas Urbanas, mediciones en Barras de MT, Puntos Fronteras de Compras y Generación Aislada. La Tabla 2, se utiliza para archivos " 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:



2026.-

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

$Tp(x_k)_{f,i}$: 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:

$$Penal_{TjEz}(x) [\$] = \sum_{k=1}^{k=6} \sum_{f=1}^{f=3} \sum_{i=1}^{i=n} (Epr(x_k) * Coef(x_k)_{t,f,i;b})$$

$$Penal_{PjEz}(x_k) [\$] = \sum_{f=1}^{f=3} \sum_{i=1}^{i=n} (Epr(x_k) * Coef(x_k)_{t,f,i;b})$$

Donde:

$$Epr(x_k) [\text{kWh}] = P[\text{kW}] * 0,25[\text{horas}] / (f * n)$$

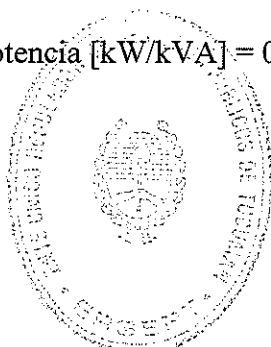
$Epr(x_k)$: Energía promedio por registro en [kWh], del registro “i”, de la fase “f”, del archivo “x” correspondiente al mes de control “k”.

$$P[\text{kW}] = PN[\text{kVA}] * FP[\text{kW/kVA}] * CC.$$

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.



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 apartamentos 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:

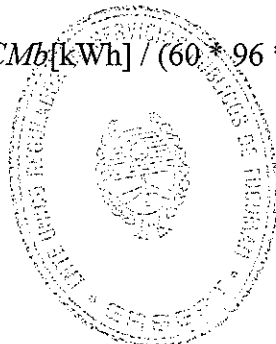
Cálculo de Epr en Clientes con facturación mensual:

$$Epr [\text{kWh}] = CMm[\text{kWh}] / (30 * 96 * f)$$

CMm : Consumo máximo mensual calculado en base a la facturación de los últimos 6 periodos.

Cálculo de Epr en Clientes con facturación bimestral:

$$Epr [\text{kWh}] = CMb[\text{kWh}] / (60 * 96 * f)$$



2026.-

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° 240/20

C_{Mb}: 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.

Remediones:

d.1. Se realizarán DOS (2) remediones estacionales anuales con una duración de UNA (1) semana cada una.

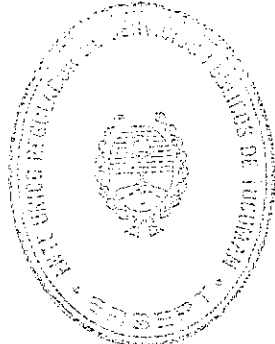
d.2. Si la primera remedición diera como resultado niveles de tensión dentro de la banda permitida para la etapa vigente, la penalización se suspende.

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 remediones 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 remediones 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%.



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

191

ERSEPT

*Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán*



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCIÓN ERSEPT N° 240/26

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 remediación 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 remediación, 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



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

192

ERSEPT

*Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán*

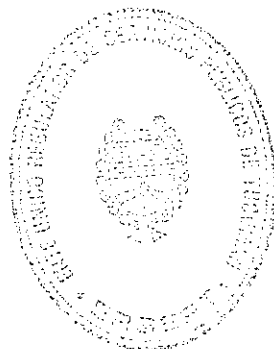


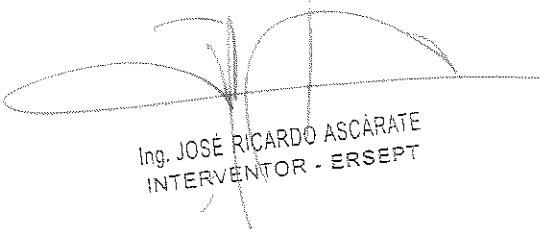
GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCION ERSEPT N° 240/26

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 Tafi 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.




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

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.

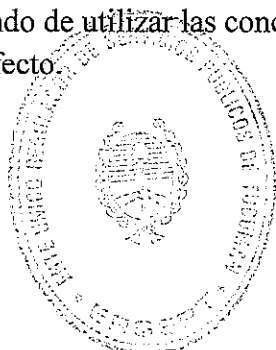
No existencia de deuda exigible con la DISTRIBUIDORA.

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.



2026.-


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

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.

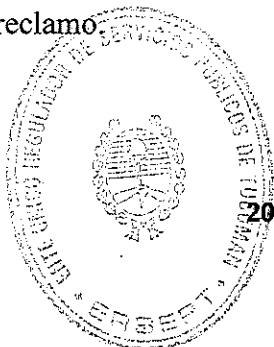
Tipo de protección instalada en el tablero del suministro y/o en motores y/o en equipos.

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.

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

ERSEPT

*Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán*



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCION ERSEPT N° 240 / 26

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 remediación 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



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

ERSEPT

*Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán*



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCIÓN ERSEPT N° 240/26

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.



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.

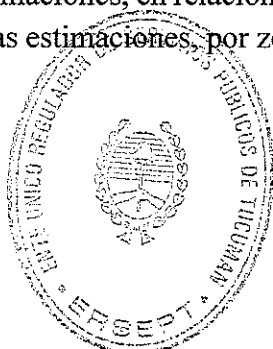
A los fines de resolver este tema por las de conexiones de servicios con incumplimientos de plazos previstos para los **casos semestrales**, la DISTRIBUIDORA abonará al cliente una multa equivalente a la fracción que resulta de dividir el **costo de la conexión** (definida en el régimen tarifario), dividido 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.

$$(C/(2 \times \text{plazo})) \times c/\text{día} \text{ con Límite de hasta } 3 \times C$$

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



2026.-
Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

ERSEPT

Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCIÓN ERSEPT N° 240/26

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.

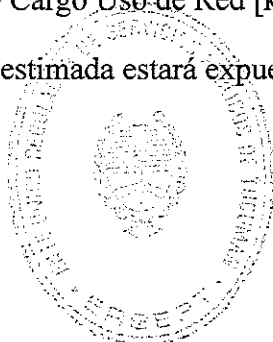
El número de estimaciones en cada facturación no podrá superar el ocho por ciento (8%) de las facturas remitidas en cada categoría.

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.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

ERSEPT

*Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán*



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCIÓN ERSEPT N° 240/26

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

$$(CUR + E) \times 20\% \times c/\text{día o fracción}$$

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.

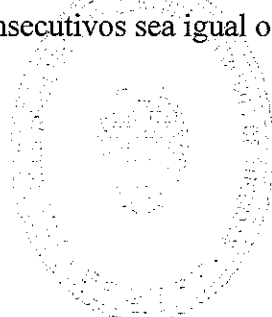
El Contrato de Concesión en su ANEXO 1 Régimen Tarifario – Normas de Aplicación del Cuadro Tarifario encuadra a los usuarios según su ubicación en el Cuadro Tarifario como:

Clientes de pequeñas demandas: Son aquellos cuya demanda máxima no sea Superior a 10 kW.

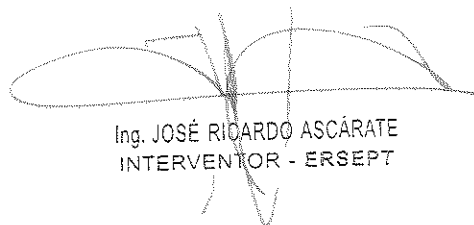
Clientes de medianas demandas: Son aquellos cuya demanda máxima sea superior a 10 kW e inferior a 50 kW.

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.



2026.-


Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

200

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

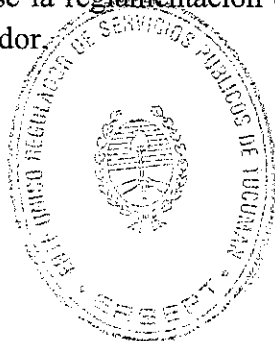
Mediante la Resolución EPRET N.º 202/2010 se aprobó, en su Anexo II, la “Reglamentación para la instalación de medidores de energía activa y/o reactiva utilizados para transacciones comerciales en Tarifa 1 (clientes de pequeñas demandas)”.

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.º 202/2010, implementándose la reglamentación específica mediante la correspondiente Resolución del Ente Regulador.



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

ERSEPT

*Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán*



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCIÓN ERSEPT N° 240 / 26

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.



Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

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.

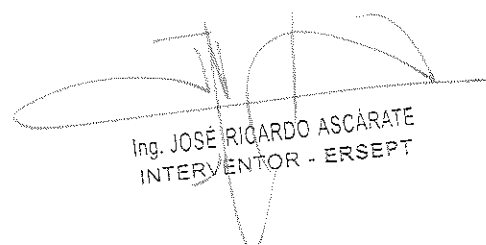
Una clasificación de los suministros apta para este Régimen de Extensión de Redes, teniendo en cuenta las características precedentemente indicadas, se establece en el punto que sigue.

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



2026.-


Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

RESOLUCIÓN ERSEPT N° 240/26

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).

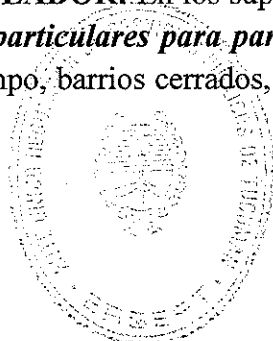
ÁREA SERVIDA: Es el área comprendida por todos los puntos de la provincia que distan 500 (quinientos) metros o menos desde cualquier punto de la red de distribución existente, medidos siguiendo trayectos sobre vía pública exclusivamente o con servidumbre debidamente constituida. Este límite será actualizado anualmente.

CRECIMIENTO VEGETATIVO: Se entiende por tal la expansión natural y progresiva de la red de distribución eléctrica, sobre 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.

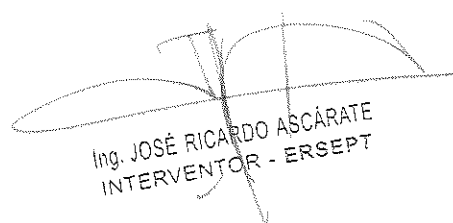
SIMPLES FRACCIONAMIENTOS: Son las particiones o parcelas mínimas de terreno aptas para ser utilizadas, al menos como unidad económica agraria para la explotación comercial y/o de viviendas. Resulta aplicables, todas las leyes y normativas que rigen al respecto.

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 (*nuevas condiciones particulares para parques industriales*) y concordantes, para los casos de clubes de campo, barrios cerrados, desarrollos urbanos, loteos, nuevos emprendimientos



2026.-


Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - 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.



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

RESOLUCIÓN ERSEPT N° 240/26

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.

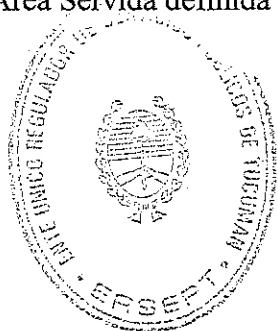
Sin perjuicio de ello, el cliente al firmar la solicitud de suministro, deberá contraer el compromiso de hacerse cargo de los gastos en que haya incurrido la Distribuidora, si dentro del plazo que se fije a partir de la terminación de la obra, nunca superior a un año, no hiciese uso de la misma o desistiera 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.



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

ERSEPT

Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCIÓN ERSEPT N° 240/26

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.

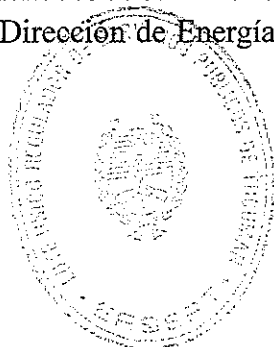
Solicitudes de Suministros o Ampliaciones que requieren una Capacidad y/o Inversión Extraordinaria.

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



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

RESOLUCIÓN ERSEPT N° 240/26

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:

$$ADNR = Inversión\ necesaria - Inversión\ base$$

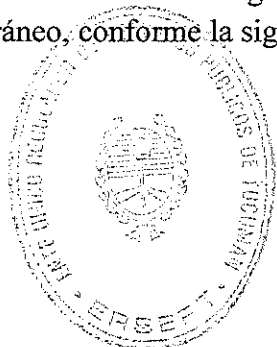
Dónde:

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:



$$ADR = PS \times CD$$

2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

RESOLUCIÓN ERSEPT N° 240/26

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.

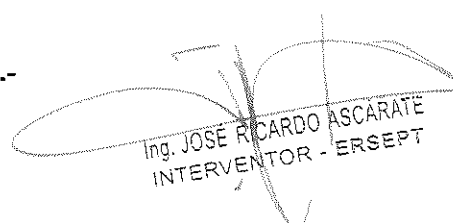
La Distribuidora deberá mantener informado al Ente Regulador respecto de todas las solicitudes de estas características. En caso de discrepancias, el Ente Regulador determinará la solución a implementar.

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.



2026.-


Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

ERSEPT

*Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán*



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCIÓN ERSEPT N° 240/26

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

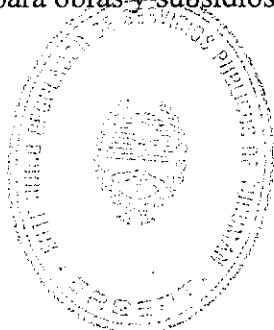
Solicitudes de Suministro de grupos de viviendas modestas va habilitadas habitacionalmente.

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.



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

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.

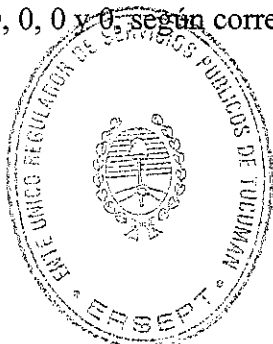
Las solicitudes de factibilidad para Urbanizaciones, Barrios IPV, Barrios Privados, Clubes de Campo y Loteos con su situación Dominial y Catastral legalmente en orden y debidamente acreditada, tienen un carácter extraordinario y cumpliendo con las exigencias establecidas en el marco legal vigente que 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 Nexos), 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.



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

RESOLUCIÓN ERSEPT N° 240/26

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.

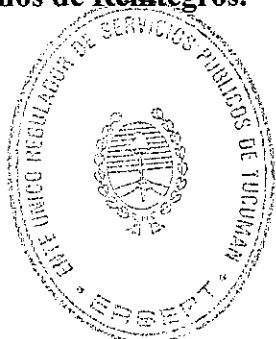
Las solicitudes de factibilidad para edificios en altura sujetos al régimen de propiedad horizontal de potencias iguales o superiores a 100 kW, obliga al Desarrollador ante el requerimiento de la Distribuidora a ceder a título gratuito un espacio de dimensiones adecuadas a efectos de construir una cámara 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.**



2026.-

ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENIOR - ERSEPT

RESOLUCION ERSEPT N° 240 / 26

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.

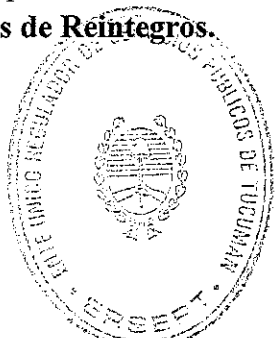
El Desarrollador acordará con la Distribuidora las dimensiones y ubicación del tablero con las respectivas mediciones.

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.**



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

RESOLUCIÓN ERSEPT N° 240/26

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.

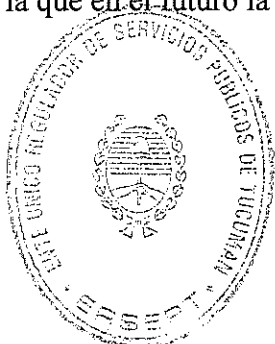
Se considera que algunas de las Obras de Electrificación en zonas alejadas deberían formar parte del programa general de obras de la Distribuidora (Plan Obligatorio de Obras), posibilitando la definición de prioridades, la asignación adecuada de los fondos disponibles, la consideración de políticas inducida 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.



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

ERSEPT

*Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán*



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCIÓN ERSEPT N° 240 / 26

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.

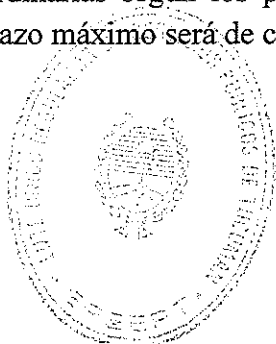
Plazos para la Ejecución de Obras.

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 Nexos de Conexión y Extensiones Comunes dentro del Área Servida: El plazo máximo para la ejecución de las obras de nexos 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.



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
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, reconectores, 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.

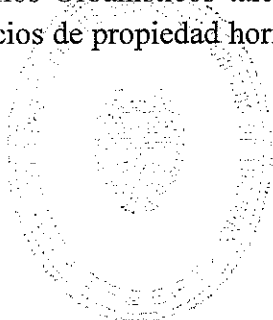
El ENTE REGULADOR evaluará la justificación presentada. Toda demora que no cumpla con estos requisitos de comunicación y acreditación se considerará injustificada y pasible de sanción.

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



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

ERSEPT

Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCIÓN ERSEPT N° 010/2026

% 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.

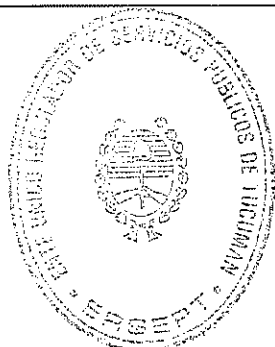
CERSEPT Coeficiente ERSEPT

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



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

El valor del Coeficiente CERSEPT

Superficie Lote	Propiedad Horizontal Social	Propiedad Horizontal	Barrio Loteo Social o	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.

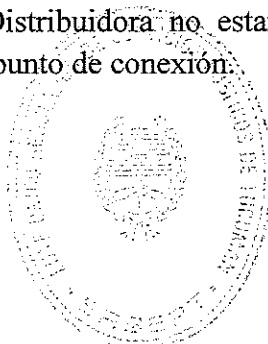
Se considera que el lote de una vivienda social no tiene una superficie mayor a 300 m². En caso de superficies mayores se adoptará los valores especificados para superficies de la tabla.

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.



2026.-

ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

RESOLUCIÓN ERSEPT N° 240/26

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 ($10\text{kW} < P < 50\text{kW}$) = $3 \times \text{Carga de Distribución} \times \text{Potencia solicitada}$

Suministros iguales o mayores 50 kW y menores a 300 kW:

Valor límite ($50\text{kW} \leq P < 300\text{kW}$) = $3 \times \text{Carga de Distribución} \times \text{Potencia solicitada}$

Valor límite para Desarrollos Urbanísticos tales como Loteos, Clubes de Campo y Barrios Privados ($300\text{kW} \leq P < 500\text{kW}$) = $3 \times \text{Carga de Distribución} \times \text{Potencia Solicitada}$.



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

ERSEPT

*Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán*



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCIÓN ERSEPT N° 240/26

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:

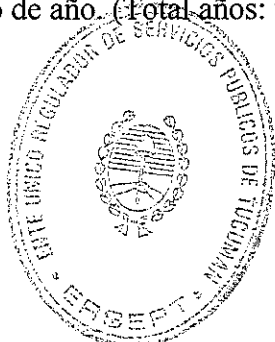
- A) Estimación o cálculo de los Gastos incrementales erogables, es decir aquellos que presentan obligación de pago (excluidas amortizaciones, incluidos costos de operación y mantenimiento e impuestos a las ganancias), provocados única y exclusivamente por el nuevo suministro.
- B) Estimación o cálculo 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:

$$0 = - I + \text{SUMAT} (Un / (1+r)^n)$$

En donde:

I = Inversión sobre la que se considera la rentabilidad.

n = número de año. (Total años: vida útil ponderada de la inversión)



2026.-


Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

220

RESOLUCIÓN ERSEPT N° 240/26

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 prorateará 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.

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



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

221

ERSEPT

*Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán*



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCIÓN ERSEPT N° 240 / 26

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.

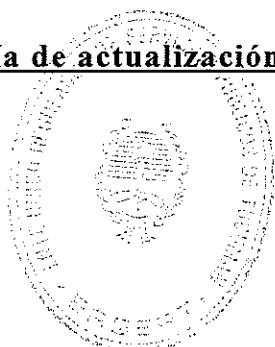
El reintegro se realizará descontando de cada factura de energía del nuevo servicio o ampliación a habilitar un importe igual a la totalidad del VAD que compone dicha factura.

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



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

222

ERSEPT

Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCIÓN ERSEPT N° 240 / 26

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:

$$\text{Saldo pend. de reint.}_t = \left[\text{Saldo pend. de reint.}_{t-1} - \sum \text{Devoluciones}_t \right] \times (1 + i_t)$$

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:

$$i_{t,proporcional} = i_t \times \frac{\text{días transcurridos}}{\text{días del mes}}$$

Donde los días transcurridos se cuentan desde la fecha de pago del aporte hasta el último día del mes.

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.



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

223

ERSEPT

*Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán*



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCIÓN ERSEPT N° 240 / 26

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.

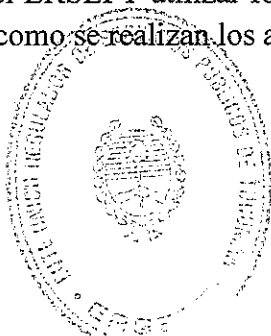
La duración del suministro provisorio estará determinada en función de la potencia y el plazo requerido por el solicitante y aprobado previamente por la Distribuidora. Cumplido el plazo o superada la potencia requerida, la Distribuidora procederá automáticamente a dar de baja el suministro provisorio, 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.

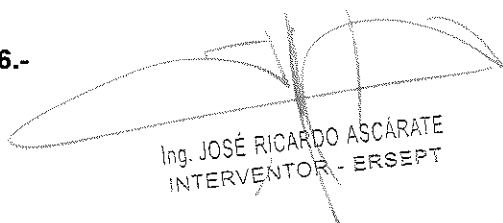
En todos los casos el Solicitante debe realizar el Pedido de Factibilidad para determinar las obras y erogaciones correspondientes. En aquellos casos en que las obras necesarias para atender el suministro incluyan la instalación de transformadores u otros equipos rotantes (reconectores, seccionadores 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 Temporal sea para un Servicio Público, el ERSEPT determinará los costos que abonará 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.



2026.-


Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

ERSEPT

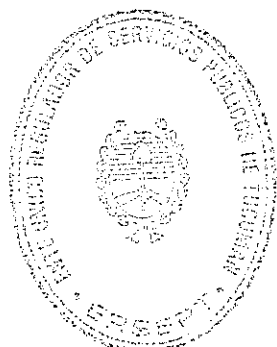
*Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán*

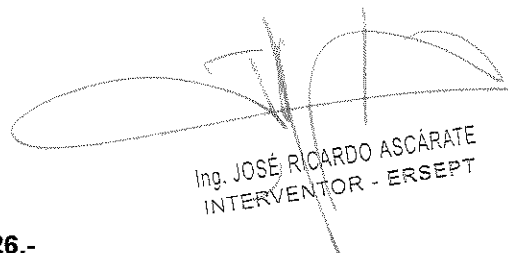


GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCIÓN ERSEPT N° 240/26

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.




Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

2026.-

ERSEPT

*Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán*



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCIÓN ERSEPT N° 240/26

ANEXO "A": MODELO DE COMPROMISO PUNTO 2.1

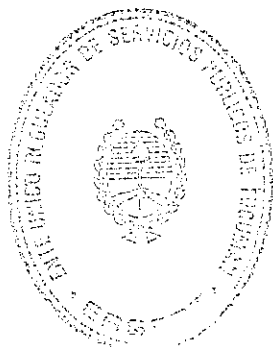
Asumo/mimos el compromiso formal de abonar a EDET SA todos los gastos en que se haya incurrido para realizar la conexión que solicito/amos, si al cabo de 6 meses de la conclusión de las obras respectivas no hiciera/mos uso del servicio eléctrico o desistiera/mos del mismo.

Firma:

Aclaración:

Lugar:

Fecha:



2026.-

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

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 .../.../.....

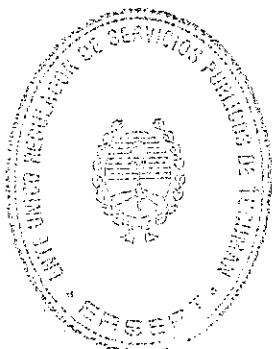
..... KW .../.../.....


Firma:

Aclaración:

Lugar:

Fecha:




Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

2026.-

ERSEPT

Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCIÓN ERSEPT N° 240/26

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

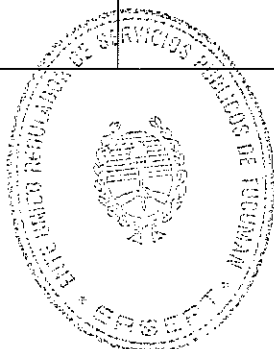
Solicitud N° /

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 ASCARATE
INTERVENTOR ERSEPT

ERSEPT

Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCIÓN ERSEPT N° 240/26

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

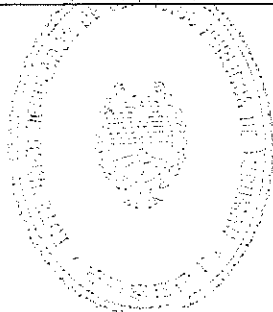
Sección 2: datos básicos del Jefe de Hogar

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	



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR ERSEPT 229

ERSEPT

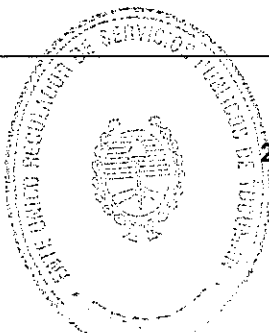
*Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán*



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCIÓN ERSEPT N° 240/26

		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	



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

230

ERSEPT

Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCION ERSEPT N° 240 / 26

	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.

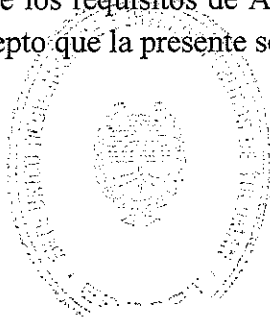
Condición de Actividad: Define la situación en que se encuentran las personas con respecto a su participación o no en la actividad económica.

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



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

ERSEPT

*Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán*



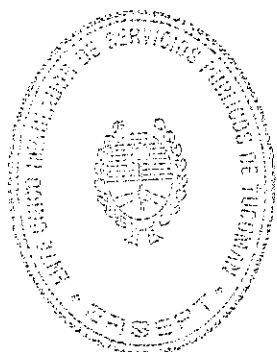
**GOBIERNO DE
TUCUMÁN**

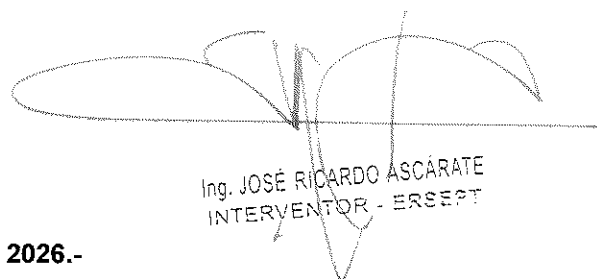
RESOLUCION ERSEPT N°

240 / 26

ANEXO XXII. Revisión Tarifaria Integral 2025-2030

PLAN DE INVERSIONES OBLIGATORIAS




Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

2026.-



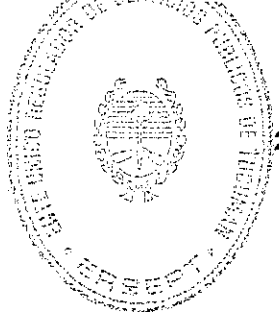
ERSEPT

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)

CATEGORIA	CANTIDAD	CANTIDAD					MONTOS MIL.
		2026	2027	2028	2029	2030	
DUAS electricas							
Subestacion	117.805	117.805	0	0	0	0	117.805
LMT 23 (Subestacion)	981.202	981.202	0	0	0	0	981.202
Subestacion Transmision (MT/MT) Amplia. Repot.	211.871	211.871	0	0	0	0	211.871
CABLE 23 W	217.162	217.162	0	0	0	0	217.162
CABLE 12.1 W	193.987	193.987	0	0	0	0	193.987
LMT 12.2 W	0	0	0	0	0	0	0
Expension ordinaria							
Medidores de Voltaje Electrico (Cl. De Serv.)	500	500	0	0	0	0	500
Transformador de MT/MT	181	181	0	0	0	0	181
Transformador de HT/HT	0.120	0.120	0	0	0	0	0.120
Puñales de Alumbrado (REC. SRC. SAC)	80	80	0	0	0	0	80
Redes	217.162	217.162	0	0	0	0	217.162
Subestacion	115.590	115.590	0	0	0	0	115.590
CABLE 23/12.1 W	105.288	105.288	0	0	0	0	105.288
Alamo	34.848	34.848	0	0	0	0	34.848
LMT 23/12.2 W	54.137	54.137	0	0	0	0	54.137
HT	0	0	0	0	0	0	0
Reparacion y Mejora							
Comunicaciones y Redes	45	45	0	0	0	0	45
Medidas CM, CD, comunicaciones y Salud	115.590	115.590	0	0	0	0	115.590
Comunicaciones MT/HT (Telefonos)	0	0	0	0	0	0	0
Redes	0	0	0	0	0	0	0
LMT 23/12.2 W (Conductores)	500	500	0	0	0	0	500
LMT 23/12.2 W (Fusibles y Accesorios)	120	120	0	0	0	0	120
CABLE 12.2 W	1	1	0	0	0	0	1
Reparacion HT	75	75	0	0	0	0	75
CABLES (Aluminio hasta 600 MM)	115.590	115.590	0	0	0	0	115.590
LMT (Conductores)	54.137	54.137	0	0	0	0	54.137
LMT (Fusibles y Accesorios)	48	48	0	0	0	0	48
LMT (Paseo por consumo de HT/MT)	1322	1322	0	0	0	0	1322



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

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.

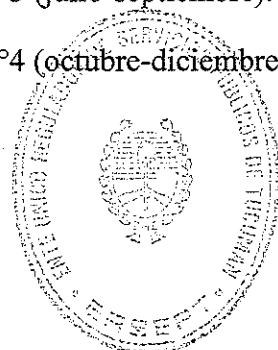
La documentación a remitir por parte de la Distribuidora se realizará en 4 etapas (certificados) trimestrales a saber:

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



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

ERSEPT

Ente Único de Control y Regulación
RESOLUCIÓN ERSEPT N° 240/26
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

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.

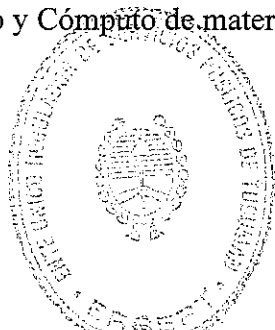
Información de beneficiarios tantos directos como indirectos (cantidad de clientes/usuarios, localidad, etc. que se benefician)

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).-



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

235

ANEXO XXIII - RTLEDET 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:

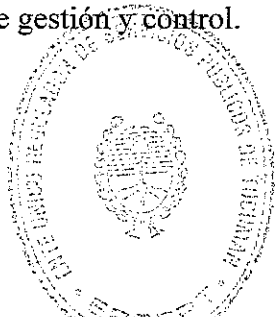
Usuarios residenciales con consumo elevado, articuladamente aquellos que superen los 550 kWh en un periodo de facturación mensual ó 1100 kWh en un periodo de facturación bimestral.

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.



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

236



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 instalaciones 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 cargo de la empresa distribuidora;
- Diagnostico energético y realización de proyectos de eficiencia energética;

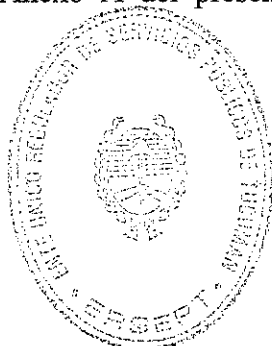
Y todos otros gastos y/o inversiones que contribuyan para que el personal del ERSEPT a cargo de estas tareas puedan llevarlas a cabo para obtener resultados que demuestren la disminución del consumo y objetivos de eficiencia energética siguiendo los lineamientos establecidos en esta resolución y con 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.



2026.-

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.

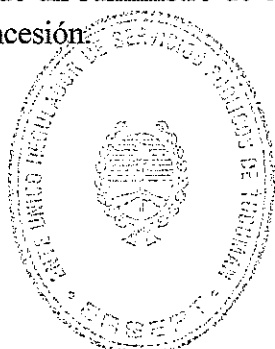
ELECTRODOMESTICOS DE PRIMERA NECESIDAD: Para los fines del presente régimen, se consideran electrodomésticos de primera necesidad aquellos equipos eléctricos esenciales para garantizar condiciones básicas de habitabilidad, conservación de alimentos y bienestar sanitario en el hogar. Incluyen exclusivamente: 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

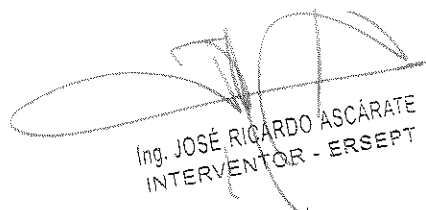
Usuarios Residenciales

Requisitos de Admisibilidad:

Ser titular de un suministro de energía eléctrica en categoría residencial, TIR, dentro del área de concesión.



2026.-


Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

No poseer deudas escritas con EDET S.A., o contar con un plan de pagos vigente.

Completar y presentar el Formulario de Caracterización Socioeconómica, con el que se analizará 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:

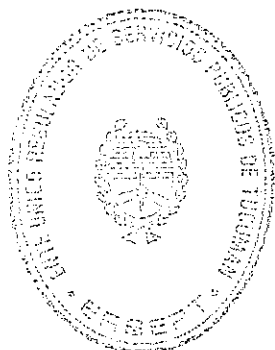
Solicitud: El usuario presenta la solicitud en el ERSEPT.-

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.




Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

ERSEPT

*Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán*



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCIÓN ERSEPT N°

240 / 26

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.

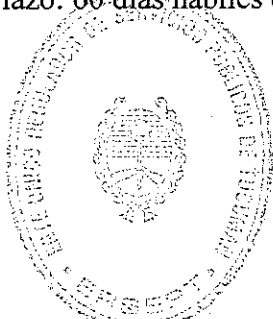
Aprobar en el cuerpo deliberativo correspondiente (Concejo Municipal, Directorio, etc.) la adhesión al programa y la afectación de fondos en cada caso individual y concreto.

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.



2026.-

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

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.

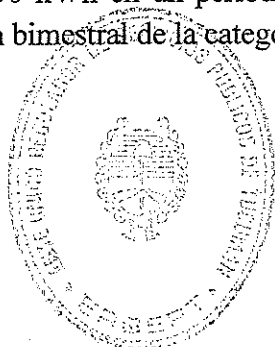
Pago de los trabajos realizados: El ERSEPT notificará mediante instrumento formal a EDET para que efectúe el pago por cuenta y orden, o la transferencia de fondos según corresponda, consignando los datos necesarios para la operación. Los montos involucrados serán imputados al FEE, bajo rendición de cuentas 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.



2026.-

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

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.

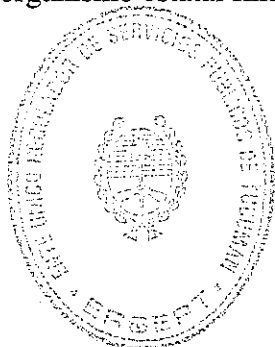
Subcuenta Estatal: Renovación de luminarias por luminarias de tecnología LED, adquisición de sistemas de telegestión, redacción de proyectos y estudios de ahorro para el estado.

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.

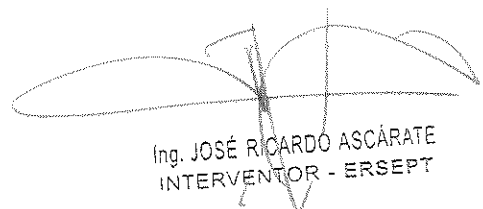
Mecanismos de Aporte y Reintegro

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.



2026.-


Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

242

ERSEPT

*Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán*



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCIÓN ERSEPT N° 240/26

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

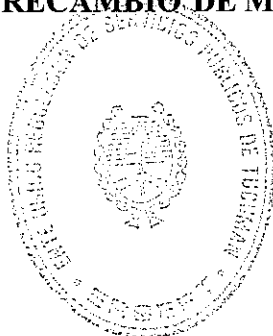
Diagnóstico Energético (DE): Hasta 60 días hábiles desde la admisión. Emisión de Propuesta Técnica: Hasta 60 días hábiles desde el DE. Ejecución de Obras Residenciales: 60 días hábiles desde la iniciación.

Evaluación de Factibilidad Dual (Organismos): 30 días hábiles desde la presentación.

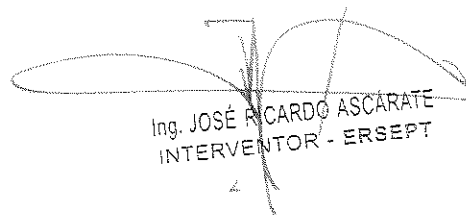
Ejecución de Proyectos de Alumbrado Público o de Mejora de Oficinas: El plazo será establecido en el Convenio Marco, pero no podrá exceder los 12 meses desde la firma.

Puesta en servicio: Inmediata tras la recepción de obra.

5. PLAN DE RECAMBIO DE MEDIDORES.



2026.-


Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

ERSEPT

*Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán*



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCIÓN ERSEPT N° 240/26

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 pérdidas, 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 elaborará 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



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

RESOLUCIÓN ERSEPT N° 240/26

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 tarifarias que podrían surgir 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.

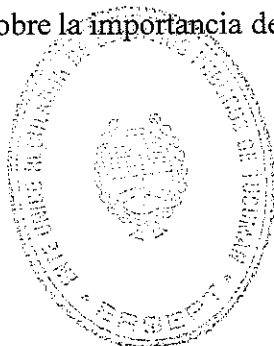
EDET S.A. será responsable de la custodia y protección de los datos de consumo detallado de los usuarios, los cuales serán considerados información personal sensible, y el uso de los datos estará restringido a: facturación, planificación de la red, estudios de eficiencia energética y cumplimiento de 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

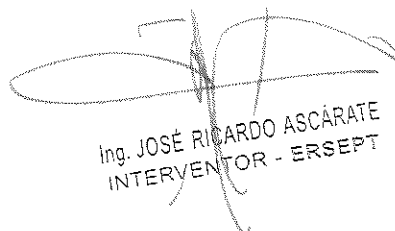
Objetivo de la Capacitación.

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.



2026.-


Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

RESOLUCIÓN ERSEPT N° 240 / 26

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-prácticas, 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:

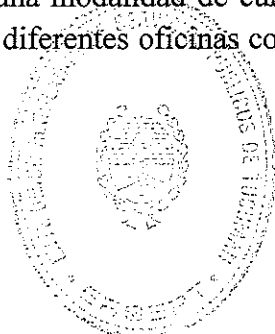
Contarán con una modalidad de charlas y jornadas educativas para docentes y alumnos, con material educativos para la posible incorporación curricular en contenidos como ser: conceptos básicos de energía, proyectos de eficiencia energética aplicados, identificación de los tipos de consumos en hogares 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



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENOR ERSEPT

246

ERSEPT

*Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán*



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCIÓN ERSEPT N° 240 / 26

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.

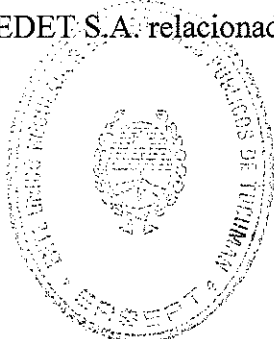
En este sentido el ERSEPT proporcionara el contenido técnico, los capacitores acreditados y el material didáctico, así como la entrega de certificados de asistencia emitidos por el Ente. A la vez que el ERSEPT publicara en su página web y canales de información el cronograma de actividades de capacitación 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

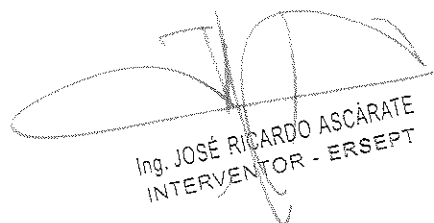
7.CONTROL, FISCALIZACIÓN, INFORMACIÓN Y SANCIONES

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.



2026.-


Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

ERSEPT

*Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán*



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCION ERSEPT N° 240/26

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.

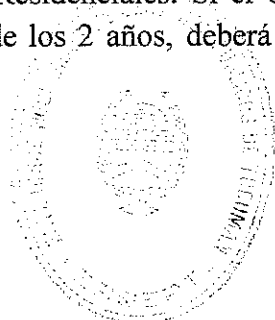
En el marco del fortalecimiento de esta herramienta, se prevé que el Programa de Eficiencia Energética pueda financiar el escalamiento del HER a una mayor cantidad de usuarios, el desarrollo de una aplicación móvil vinculada al reporte, y el uso de otros medios de contacto como SMS, WhatsApp y correo 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: 1) 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 ASCÁRATE
INTERVENTOR ERSEPT

ERSEPT

*Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán*



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCIÓN ERSEPT N° 240/26

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

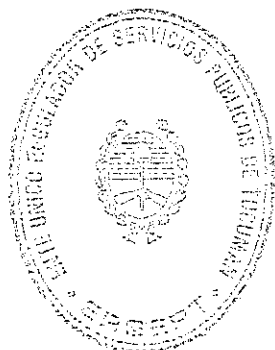
El presente régimen entrará en vigencia a partir de la fecha de su aprobación por Resolución del ERSEPT.

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.-



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

ERSEPT

*Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán*



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCIÓN ERSEPT N° 240 / 26

ANEXO XXIV. RTI EDET SA 2025-2030

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.



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

250

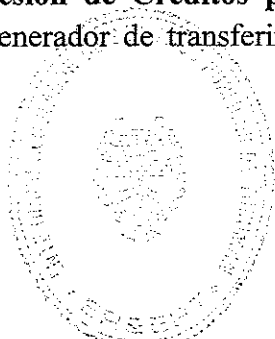
RESOLUCION ERSEPT N° 240/26

La Empresa Distribuidora no podrá imponer a los Usuarios-Generadores condiciones técnicas, comerciales y legales que desnaturalicen los objetivos y finalidades del Régimen.

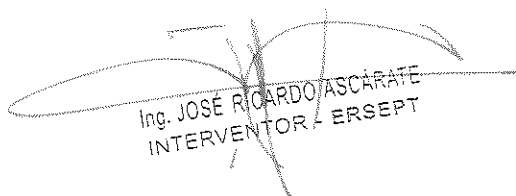
1.2. GLOSARIO

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



2026.-


Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

RESOLUCIÓN ERSEPT N° 240/26

- 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

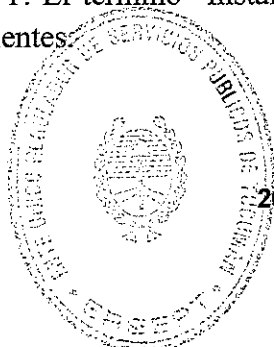


2026.-

*Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT*

RESOLUCION ERSEPT N° 240 / 26

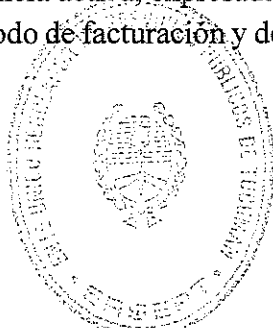
- generada. El concepto “Equipo de Generación Distribuida” es equivalente al término “Sistema de Generación Distribuida” y está compuesto por al menos un Generador de Fuente Renovable y un Equipo de Acople a la Red.
- xxiii. Equipo de Medición:** es el sistema de medición de energía eléctrica homologado 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.



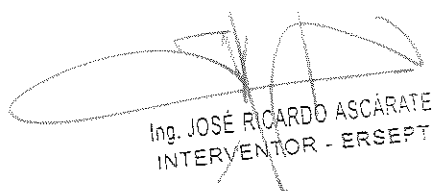
Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

RESOLUCION ERSEPT N° 240 / 26

- xxxii. 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.
- xxxiii. 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.
- xxxiiii. 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.
- xxxv. 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.
- xxxvi. 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.
- xxxvii. Plataforma Web ERSEPT:** es el sitio electrónico a través del cual los Usuarios tramitan la Solicitud de Conexión prevista en el presente Reglamento.
- xxxviii. 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.
- xxxix. 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.
- xl. 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.
- xli. Potencia Activa Máxima Inyectada (PaMI):** máxima potencia activa inyectada a la red durante el período de facturación, registrada bajo el mismo criterio temporal.
- xlii. 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



2026.-


Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

- 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.
 - I. **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



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

RESOLUCION ERSEPT N° 240/26

cual genera energía para su autoconsumo e inyecta sus excedentes a la Red de distribución.

- iv. 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,



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

ERSEPT

*Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán*



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCION ERSEPT N° 240/26

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.

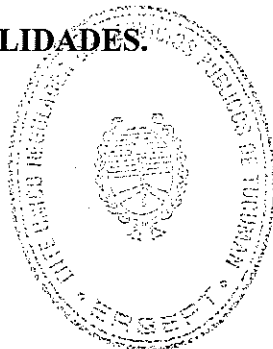
El Usuario-Generador es responsable de la operación y mantenimiento de las instalaciones eléctricas internas, debiendo mantenerlas en condiciones de seguridad eléctrica conforme a las normativas vigentes.

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.



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

RESOLUCIÓN ERSEPT N° 240.000

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 descritos 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 anomalías detectadas que presente la instalación, las cuales deberán estar debidamente fundamentadas.

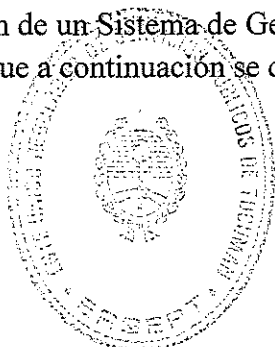
Será responsabilidad del Representante Técnico, verificar el cumplimiento de los requerimientos técnicos y de seguridad de los Sistemas de Generación y de las estructuras y soportes utilizados para el montaje del equipamiento, conforme las exigencias normativas y reglamentarias vigentes.

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.

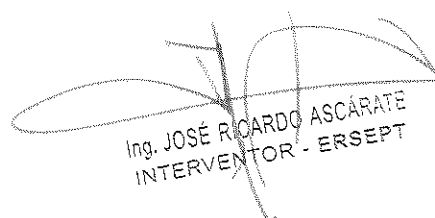
La Distribuidora debe colocar en los Puntos de Suministro, la señalización identificadora y de advertencia indicativa de la existencia de un Sistema de Generación local que inyecta energía a la red, en un lugar visible para toda persona que pueda acceder en la vía pública, a las partes activas con tensión.

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:



2026.-


Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

ERSEPT

*Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán*



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCIÓN ERSEPT N° 240/26

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.

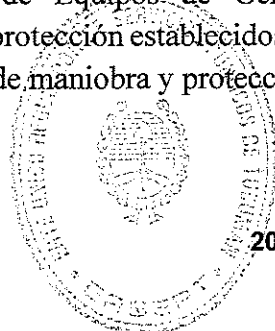
2.3. CONDICIONES DE PUESTA A TIERRA Y SEPARACIÓN GALVÁNICA.

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.

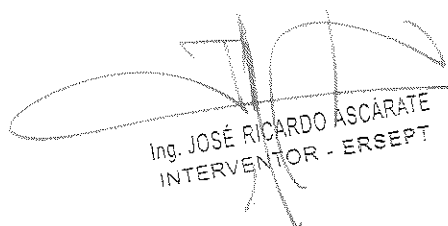
El esquema de conexión de puesta a tierra del Sistema de Generación será independiente del esquema de la Distribuidora y no podrán estar unidos bajo ninguna circunstancia por ser sistemas distintos. Los sistemas trifásicos que, bajo contingencia de la Red, permanezcan eléctricamente aislados de la Red 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.

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.



2026.-


Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

RESOLUCION ERSEPT N° 240/26

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:

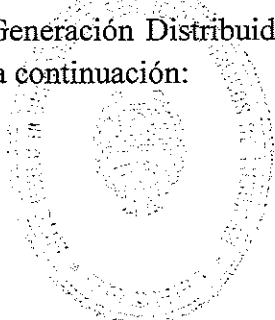
- Desconexión por subtensión
- Desconexión por sobretensión
- Desconexión por subfrecuencia
- Desconexión por sobrefrecuencia
- Desconexión por detección de funcionamiento en isla

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.

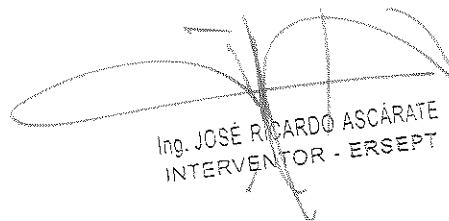
La Protección GR podrá estar integrada al Equipo de Acople a la Red (inversor electrónico) en los casos en que la potencia nominal de salida del mismo no sea superior a treinta kilovolt-ampere (30 kVA).

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:



2026.-


Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
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 $U_f < 187$ V para conexiones monofásicas	1,5
	$U > 115\%$ $U_{nominal}$	$U_L \geq 437$ V para conexiones trifásicas $U_f \geq 253$ V para conexiones monofásicas	0,2
Frecuencia (f)	$f > 51$ Hz		0,5
	$f < 47$ Hz		0,5
Anti-Isia	-		2
Tiempo de reconexión	-		igual o mayor a 180

En instalaciones monofásicas, los valores de tensión de fase (U_f) deberán medirse entre la correspondiente fase y el neutro.

Para el caso de Equipos de Generación Distribuida trifásicos, las tensiones de línea (U_L) 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



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

RESOLUCION ERSEPT N° 240/28

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.

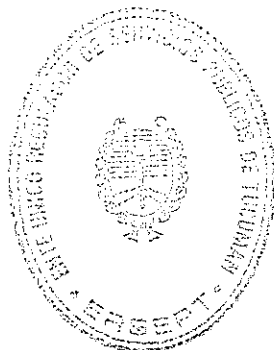
Dichas protecciones se deben instalar tanto del lado de corriente continua como de corriente alterna, y próximas al Equipo de Acople a la Red.

2.5. REQUERIMIENTOS TÉCNICOS PARA TECNOLOGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA.

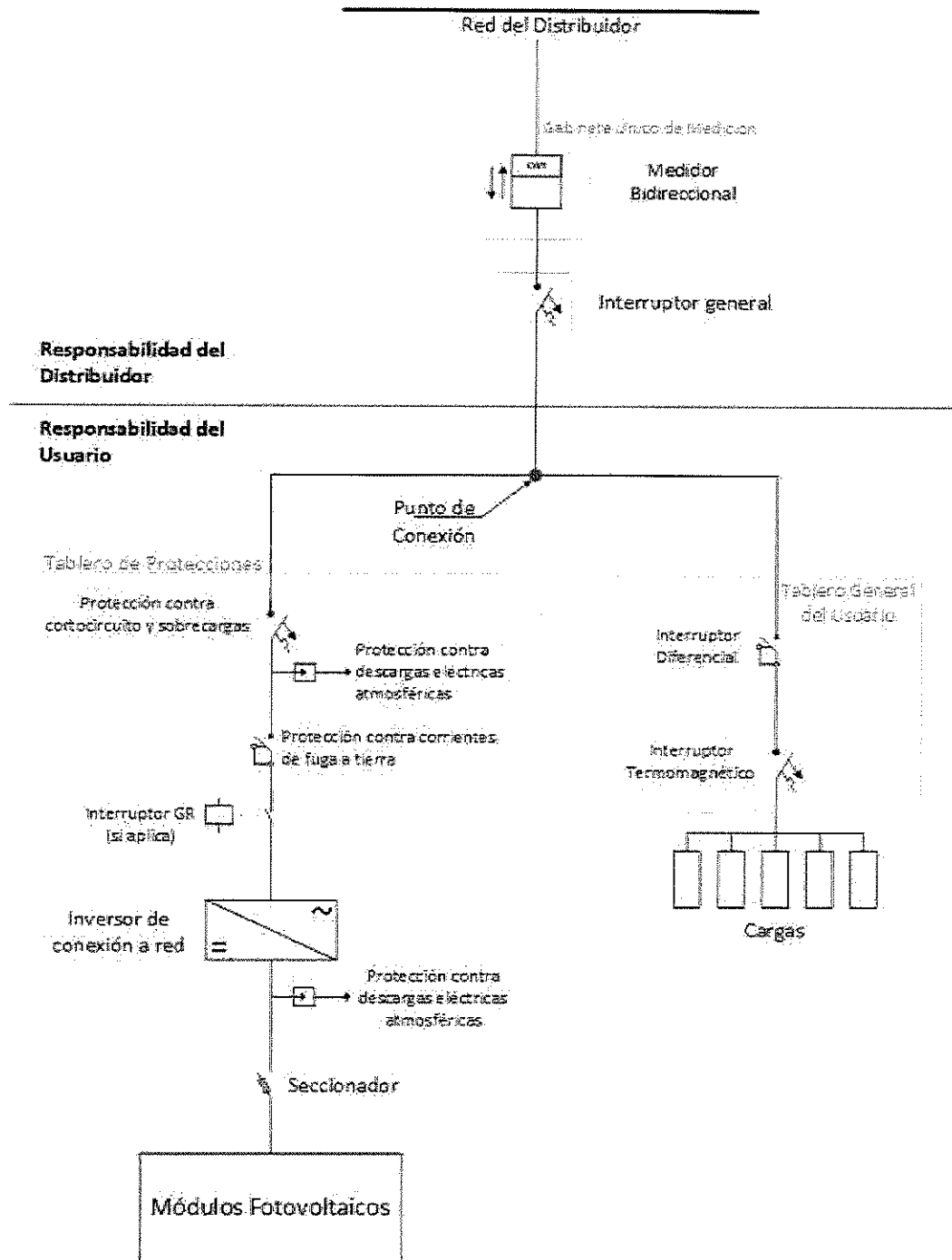
Toda instalación de Equipos de Generación Distribuida de tecnología solar fotovoltaica deberá cumplir con la normativa eléctrica y de seguridad vigente aplicable, y a su vez deberá cumplir con los requerimientos mínimos indicados en el presente Capítulo.

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



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



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

RESOLUCIÓN ERSEPT N° 240/26

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 ACOPLÉ MÁXIMA ADMITIDA POR FASE.

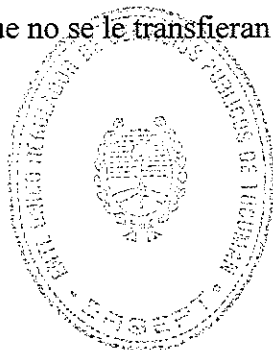
Para el caso particular de generación monofásica, se admitirá la conexión de Equipos de Generación Distribuida siempre que la suma de Potencias de Acople a la Red de los Equipos de Generación Distribuida del usuario sea menor o igual a cinco kilovolt-ampere (5 kVA).

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.



2026.-


Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

RESOLUCIÓN ERSEPT N° 240/26

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.

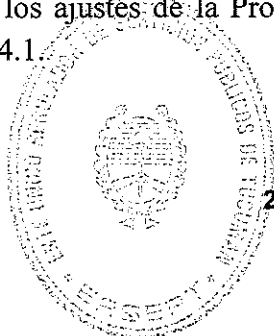
Será responsabilidad del Representante Técnico contemplar y verificar que las estructuras y soportes utilizados para el montaje de paneles fotovoltaicos resistan las sobrecargas de vientos, condiciones climáticas del lugar y no afecten la integridad estructural del inmueble en que se encuentren emplazados.

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.



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

RESOLUCIÓN ERSEPT N° 240/26

- 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.

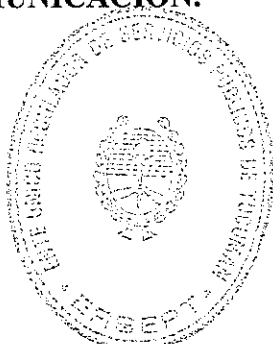
El equipo de medición, a cargo de la Empresa Distribuidora, previsto para la interconexión de la instalación de un Usuario-Generador, deberá realizarse a través de un Sistema de Medición Avanzada – AMI (Advanced Metering Infrastructure).

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.



2026.-


Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

RESOLUCION ERSEPT N° 240/26

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

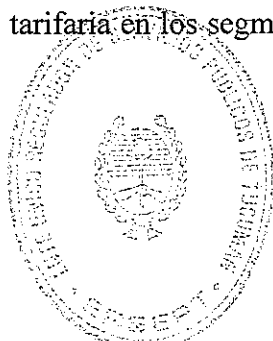
3.1. INTRODUCCIÓN.

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



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

RESOLUCIÓN ERSEPT N° 2026/20

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:

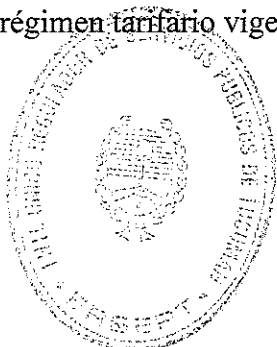
- I. Fomentar el desarrollo de la generación distribuida para autoconsumo con posibilidad de inyección de excedentes a la red eléctrica;
- II. Evitar transferencias ineficientes de costos entre usuarios;
- III. Preservar la recuperación de los costos propios del servicio de distribución; y
- IV. Mantener 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.

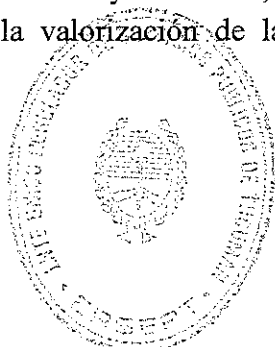


2026.-

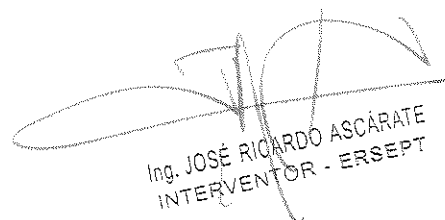
Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

RESOLUCION ERSEPT N° 240/26

- 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



2026.-


Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

RESOLUCIÓN ERSEPT N° 240/26

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.

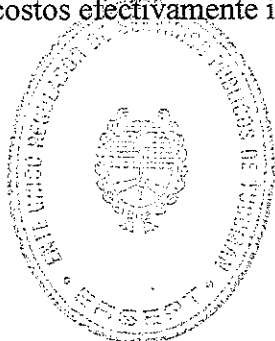
La Empresa Distribuidora habilitará para cada usuario generador una Cuenta de Valoración de Energía (CVE), en la que se registrarán todos los movimientos físicos y económicos asociados al suministro, con una disponibilidad histórica mínima de veinticuatro (24) meses.

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.

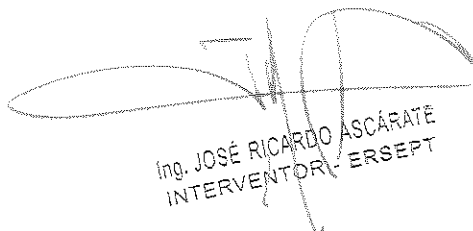
Los costos asociados a la adecuación de la acometida, la instalación del equipamiento de medición bidireccional y el arancel de conexión correspondiente serán a cargo del Usuario-Generador, conforme a las condiciones técnicas, comerciales y tarifarias aprobadas por la autoridad competente y de acuerdo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



2026.-


Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR ERSEPT

RESOLUCIÓN ERSEPT N° 240/26

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 λ 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.

3.7. CRÉDITO POR ENERGÍA ACTIVA INYECTADA A LA RED.

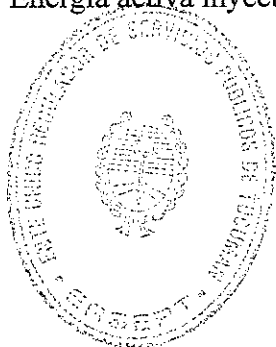
Los créditos por energía inyectada a la red (CEaI) se determinarán para cada período de facturación como el producto entre la energía activa efectivamente inyectada y el precio de la energía inyectada correspondiente al período.

En términos generales:

$$CEaI_p = EaI_p \cdot PI_p$$

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;



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

RESOLUCIÓN ERSEPT N° 240/26

- 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.

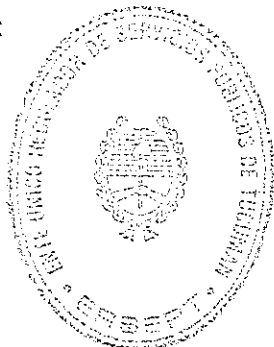
3.8. METODOLOGÍA DE CÁLCULO DEL PRECIO DE LA ENERGÍA INYECTADA A LA RED.

3.8.1. OBJETIVO REGULATORIO.

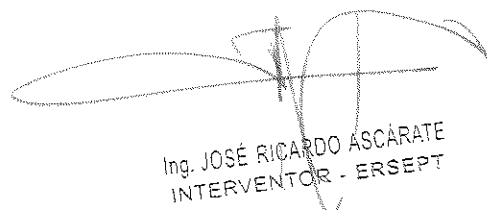
En el marco del régimen tarifario aplicable a la Generación Distribuida, corresponde establecer un criterio de valorización de la energía inyectada a la red que resulte consistente con los principios de eficiencia económica, neutralidad respecto del costo de abastecimiento, simplicidad operativa y señales 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 ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

RESOLUCIÓN ERSEPT N° 240/26

- 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;
- λ_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.

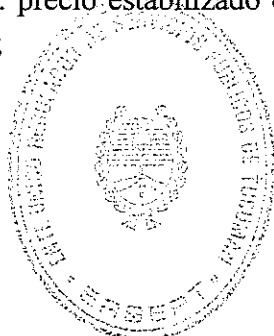
3.8.3. DETERMINACIÓN DEL PRECIO BASE DE ENERGÍA EVITADA.

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:

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

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;



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

RESOLUCIÓN ERSEPT N° 240/26

- $Pecon_i$: 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:

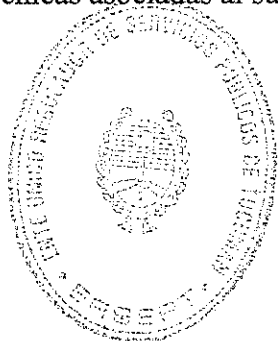
- el precio estabilizado de la energía;
- el precio estabilizado del transporte;
- los costos asociados a contratos a término;
- los cargos adicionales de energía correspondientes al MEM;
- el aporte al Fondo Nacional de la Energía Eléctrica;
- los cargos sistémicos asociados a generación forzada y otros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



2026.-

ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

ERSEPT

Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCIÓN ERSEPT N° 240/26

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 λ_z

Con el objeto de reconocer diferencias geográficas en el valor económico de la energía inyectada, se incorpora el factor λ_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 λ_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.

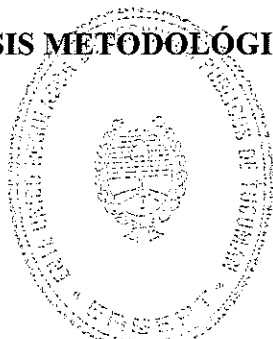
3.8.7. CRITERIOS DE IMPLEMENTACIÓN.

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 λ_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.



2026.-

Ing. JOSÉ 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.

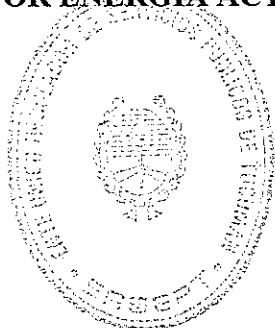
FACTURACIÓN POR CONSUMOS DE ENERGÍA.

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.

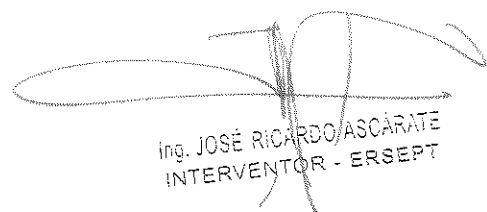
Para:

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

CRÉDITO POR ENERGÍA ACTIVA INYECTADA.



2026.-


ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

ERSEPT

Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCION ERSEPT N° 240/26

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

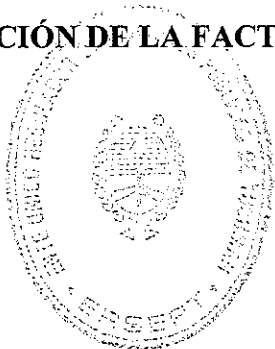
El Crédito por Energía Activa Inyectada correspondiente al usuario de categoría T2 en el período p se determinará como:

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

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.



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

RESOLUCION ERSEPT Nº 240 / 26

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:

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

Para:

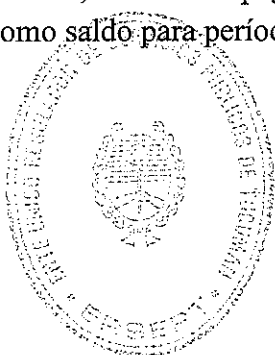
$$k = T4, j = BT, MT, i = \text{pico, resto, valle}$$

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.

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 ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

RESOLUCIÓN ERSEPT N° 240/26

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.

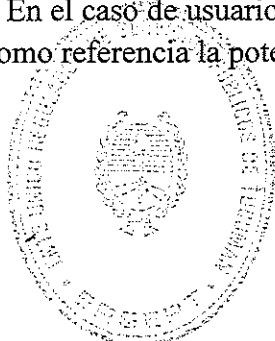
A los efectos del presente régimen tarifario, la Generación Distribuida Comunitaria no constituye una nueva categoría de usuario final ni un sujeto tarifario autónomo respecto de los usuarios participantes, sino una modalidad de organización de la inyección y de asignación de los créditos derivados de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

Cada usuario integrante del esquema comunitario mantiene:

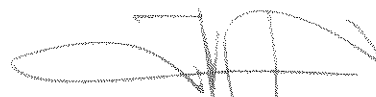
- su potencia contratada individual;
- su categoría tarifaria;
- y su relación contractual directa con la Empresa Distribuidora.

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.



2026.-


Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

RESOLUCION ERSEPT Nº 240/26

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.

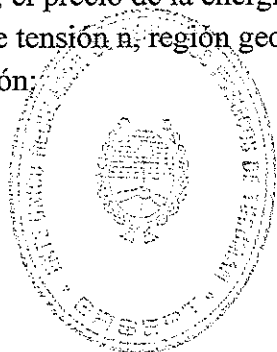
La determinación concreta de este cargo fijo se realizará conforme al cuadro tarifario que se apruebe al efecto.

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:



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

RESOLUCION ERSEPT N° 240/26

$$PI_{i,n,z}^t = PE_i^t \times KT_n \times \lambda_z$$

donde:

- $PI_{i,n,z}^t$: precio de la energía inyectada, expresado en \$/kWh;
- PE_i^t : 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;
- λ_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 $CEaI_{c,p}^{bruto}$, 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:

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

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.

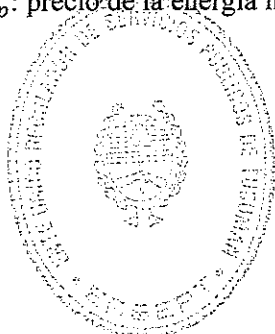
3.10.7 GRANDES DEMANDAS (T4-BT y T4-MT)

Para sistemas comunitarios encuadrados en la categoría T4:

$$CEaI_{c,p}^{bruto} = \sum_i (EaI_{c,i,p} \cdot PI_{c,i,p})$$

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.



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

RESOLUCION ERSEPT N° 240/26

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 restará el cargo fijo correspondiente al punto de conexión:

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

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.

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:

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

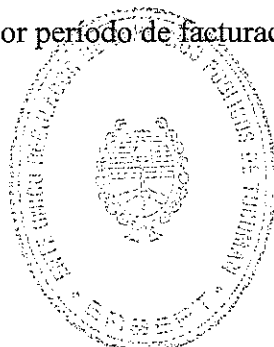
donde:

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

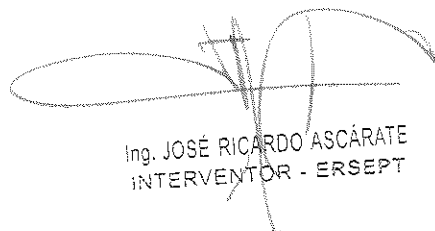
La asignación de créditos tendrá exclusivamente efectos económicos y tarifarios. No modifica la categoría tarifaria individual de los usuarios participantes ni altera su condición contractual frente a la Empresa Distribuidora.

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.



2026.-


Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

RESOLUCION ERSEPT N° 240/26

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

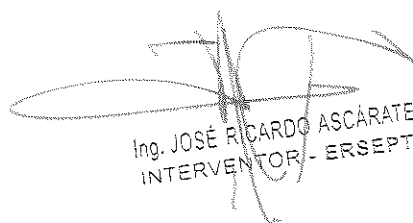
La implementación inicial del régimen de Generación Distribuida en la Provincia de Tucumán debe compatibilizar el desarrollo de nuevas modalidades de autoconsumo e inyección con la necesidad de preservar la sostenibilidad económica del servicio público de distribución, la adecuada asignación de costos 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



2026.-


Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

ERSEPT

*Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán*



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCION ERSEPT N° 240/26

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.

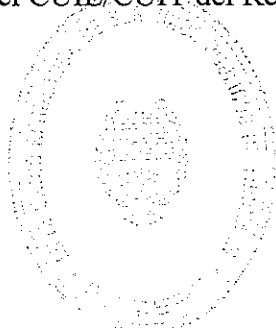
La Empresa Distribuidora deberá proporcionar formalmente toda la información técnica pertinente que le sea requerida por un Usuario-Generador o quien detente su representación técnica, en cuanto se relacione a un Proyecto de Generación Eléctrica Distribuida.

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.



2026.-


Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

ERSEPT

*Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán*



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCION ERSEPT N° 240/26

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.

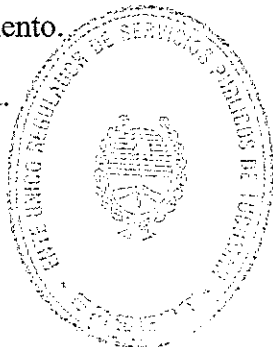
2.3. Datos de contacto: correo electrónico y número de teléfono.

3. UBICACIÓN DEL SISTEMA

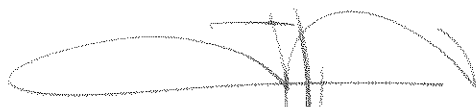
3.1. Domicilio de emplazamiento: Calle, Numeración, Piso, Departamento (en caso de corresponder) y Código Postal del lugar donde se instalará el Sistema de Generación.

3.2. Departamento.

3.3. Localidad.



2026.-


Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

ERSEPT

*Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán*



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCIÓN ERSEPT N° 240/26

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 identificador 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.

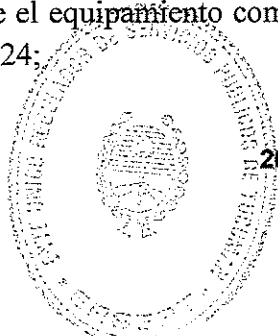
5.3. Opcionalmente, el Usuario podrá adjuntar todo archivo que sea de interés para la Empresa Distribuidora.

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.

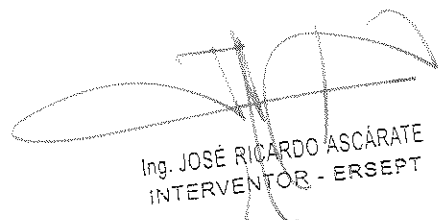
La SFT podrá ser objeto de observaciones por parte de la Empresa Distribuidora, las cuales versarán exclusivamente sobre los siguientes aspectos:

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;



2026.-


Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

286

RESOLUCION ERSEPT N° 240/26

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.

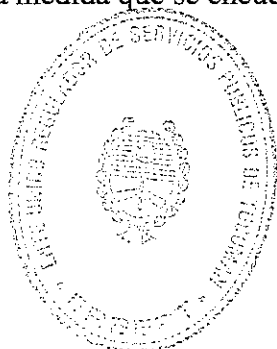
Con la respuesta sin observaciones sobre la SFT por parte de la Distribuidora, una vez subsanadas las mismas o ante la falta de respuesta por parte de ésta en el plazo indicado, el Usuario se encontrará en condiciones de iniciar la gestión de la **Solicitud de Reserva de Potencia (Formulario 1A)** en 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)

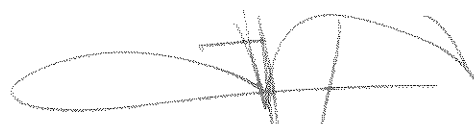
En el marco de las actuaciones en la Plataforma Web ERSEPT, la Empresa Distribuidora procederá a elaborar el **Estudio de las Condiciones Técnicas de conexión a la Red de distribución (ECT)**, en el cual desarrollará como mínimo los siguientes aspectos:

- 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.



2026.-


Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

ERSEPT

*Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán*



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCION ERSEPT N° 240 / 26

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.

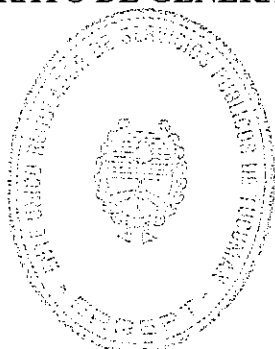
Cumplido el análisis del ECT por parte del ERSEPT y en caso de no existir impugnación alguna o resueltas las que se hubieran interpuesto, se notificará al Usuario-Generador y se adjuntará el Modelo de Contrato de Generación Eléctrica Distribuida a suscribir con la Empresa Distribuidora.

El ECT tendrá vigencia de un (1) año desde la fecha de notificación al Usuario-Generador o su Representante Técnico.

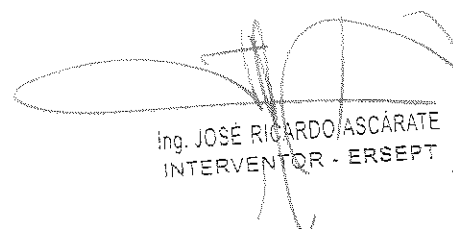
Con la notificación del ECT aprobado, o una vez resueltas las objeciones que hubieren, el Usuario-Generador se encontrará en condiciones de confeccionar a través de la Plataforma Digital de Acceso Público, junto a su Representante Técnico, la **Solicitud de Medidor Bidireccional (Formulario 2A)**.

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



2026.-


Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT 288

ERSEPT

*Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán*



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCIÓN ERSEPT N° 240/26

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.

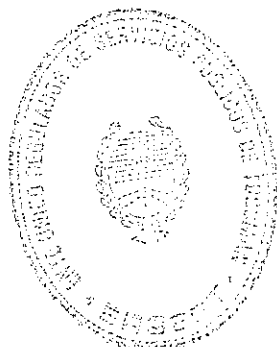
La Distribuidora confeccionará la **Respuesta a la Solicitud de Medidor Bidireccional (Formulario 2B)** en el marco de la Plataforma Digital de Acceso Público, donde incluirá el número de medidor y la fecha de conexión.

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 apartamientos 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.



2026.-


ing. JOSÉ RICARDO ASCARIATE
INTERVENTOR - ERSEPT

ERSEPT

*Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán*



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCIÓN ERSEPT N° 240/26

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).

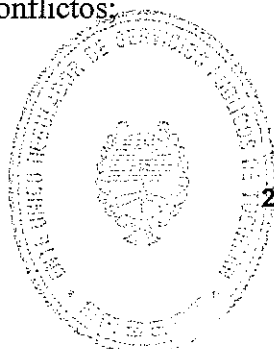
El Usuario-Generador deberá disponer de un medio de comunicación adecuado que permita a la Empresa Distribuidora mantenerse en contacto con el responsable del funcionamiento del Sistema de Generación.

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.



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

RESOLUCIÓN ERSEPT N° 240/26

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.

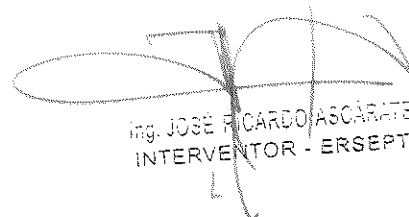
5.2.2. Obligaciones de la Empresa Distribuidora

- 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. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

RESOLUCIÓN ERSEPT N° 240/26

- 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.

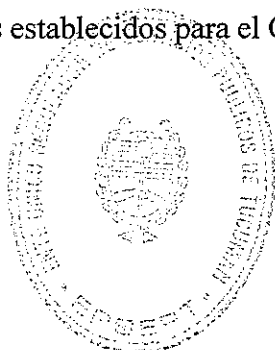
5.3. TRANSFERENCIA DEL CONTRATO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA DISTRIBUIDA O CAMBIO DE TITULARIDAD

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



2026.-


Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

292

RESOLUCIÓN ERSEPT N° 240 / 26

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.

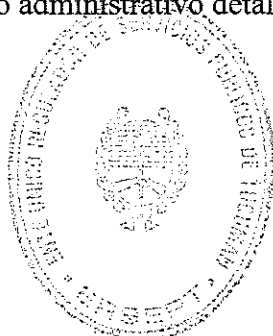
CAPÍTULO 6 - REGISTRO PROVINCIAL DE USUARIOS-GENERADORES DE ENERGÍAS RENOVABLES (REPROUG)

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.

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.



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENIOR - ERSEPT

ERSEPT

*Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán*



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCIÓN ERSEPT N° 240/26

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

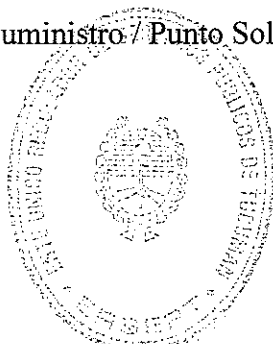
Todo Usuario-Generador incorporado al REPROUG podrá solicitar la baja de dicho Registro, para lo cual deberá enviar una solicitud de desvinculación a través de los medios de comunicación habilitados a tal fin.

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;



2026.

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

RESOLUCIÓN ERSEPT N° 240/26

- 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

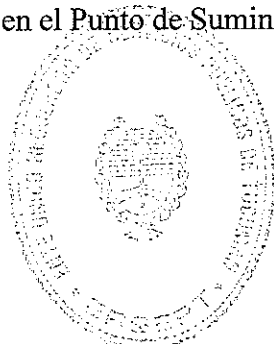
Sin perjuicio de lo estipulado en la normativa nacional y el presente Reglamento, junto a las disposiciones contenidas en el Contrato de Concesión, el Marco Regulatorio del Servicio de Distribución y Generación de Energía Eléctrica de la Provincia de Tucumán y la normativa que resulte aplicable a la 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.

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.



2026.-

[Handwritten Signature]
Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR ERSEPT

RESOLUCIÓN ERSEPT N°

- 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.

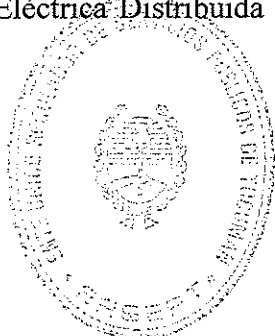
5.2.4. Obligaciones del Usuario-Generador:

- 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



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

RESOLUCIÓN ERSEPT N° 240/26

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.

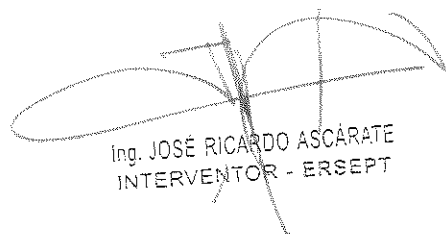
5.6. MODELO DE CONTRATO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA DISTRIBUIDA

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)



2026.-


Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

ERSEPT

*Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán*



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCIÓN ERSEPT N°

240/26

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.

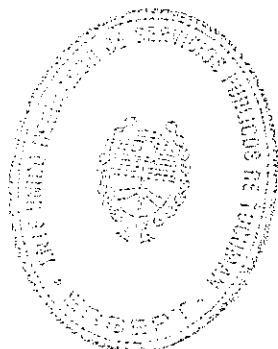
CAPÍTULO 7 – SUBANEXOS

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.



2026.-


Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR ERSEPT

ERSEPT

*Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán*



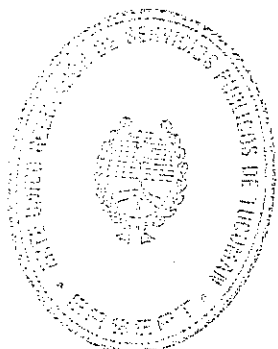
**GOBIERNO DE
TUCUMÁN**

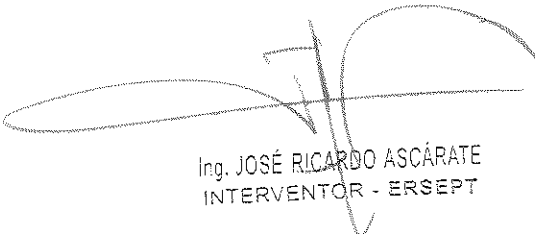
RESOLUCIÓN ERSEPT N°

240/26

SUBANEXOS.-

**Sub-Anexo 7.1 – FLUJOGRAMA DEL PROCEDIMIENTO ADMINISTRATIVO PARA
EL TRATAMIENTO DE SOLICITUDES DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA BAJO LA
FIGURA DE USUARIO-GENERADOR.-**




Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

2026.-

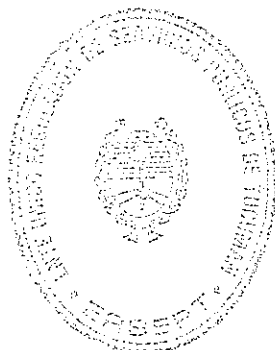
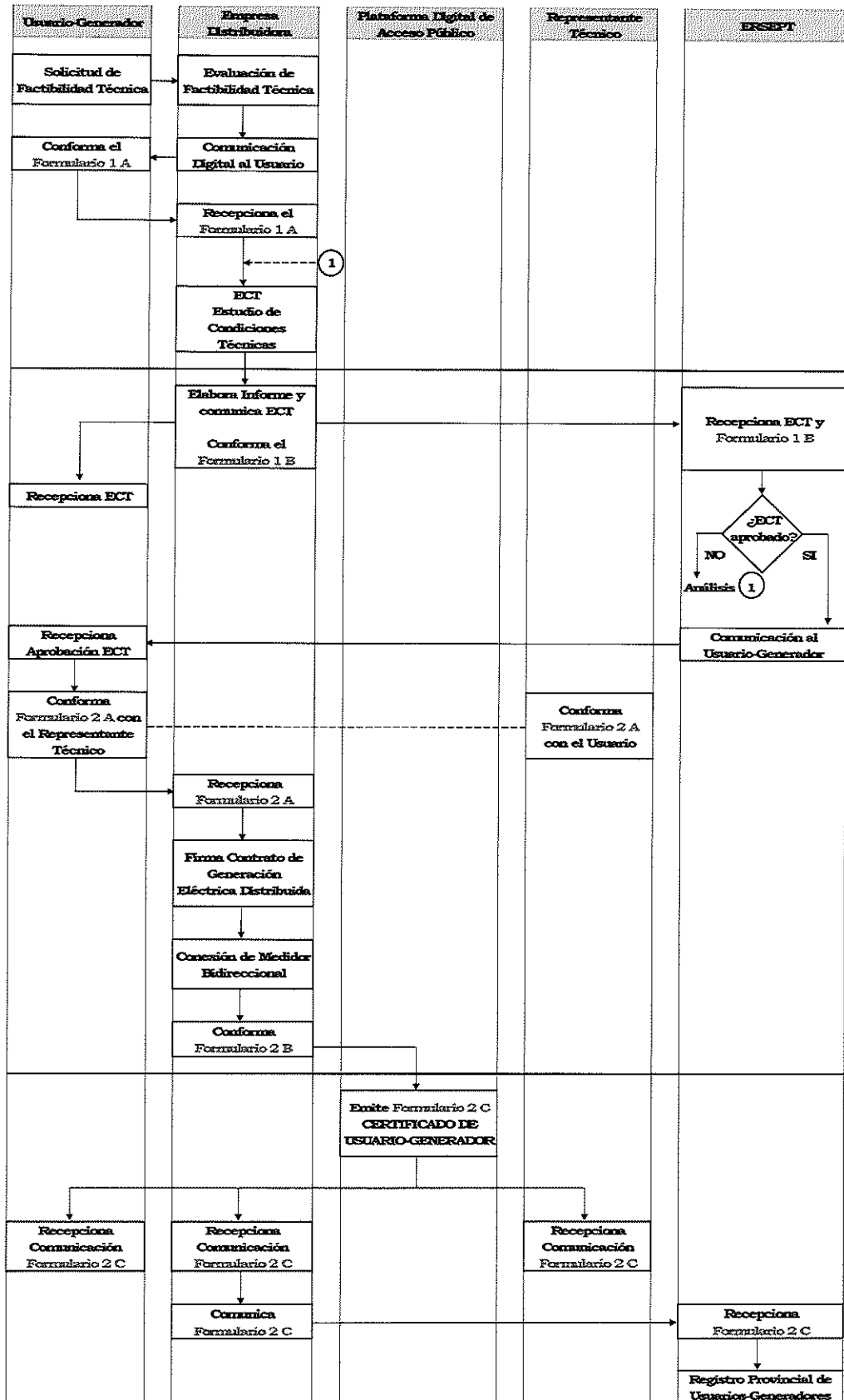
ERSEPT

Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCION ERSEPT N° 240/26



Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
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

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

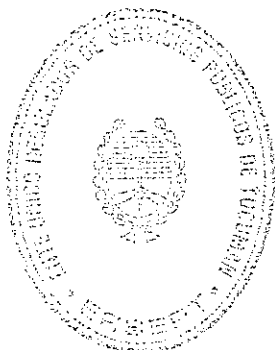
ESPECIFICACIONES TÉCNICAS:

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: _____



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR ERSEPT

ERSEPT

*Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán*



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCION ERSEPT N° 240/26

SUB-ANEXO 7.3 – FORMULARIO II: DECLARACIÓN JURADA PARA PUESTA EN SERVICIO DEL SISTEMA DE GENERACIÓN.

Referencia: Expediente N° _____

El Representante Técnico, St/a. _____, por el Usuario-Generador St/a. _____, declara lo siguiente:

En el inmueble ubicado en _____, con identificación de Suministro N° _____, se han realizado las siguientes verificaciones, de acuerdo al detalle descrito 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

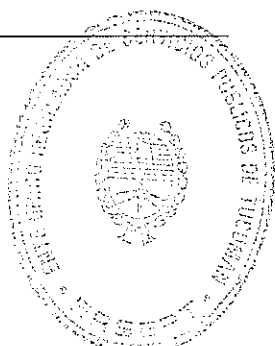
Consistirá en verificar los ajustes de las protecciones de acuerdo con lo especificado en la sección 2.4.1.

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 descrito. Se deberá tildar en caso de que personal de la Distribuidora haya estado presente en los ensayos.

Observaciones: _____

El presente documento tiene carácter de Declaración Jurada.



2026.-

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

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 1º.- 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 2º.- 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.



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
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).

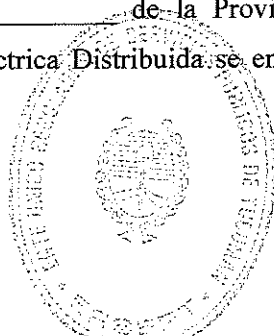
EL USUARIO-GENERADOR no podrá modificar las características técnicas del Sistema de Generación sin dar previo aviso a LA DISTRIBUIDORA, así como tampoco podrá variar las condiciones previstas en el presente Reglamento.

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



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

ERSEPT

*Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán*



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCIÓN ERSEPT N° 240/26

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 7º.- 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 8º.- 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 9º.- PUESTA EN SERVICIO.

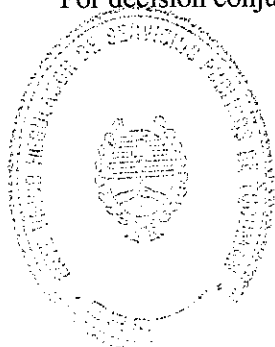
LAS PARTES acuerdan que la fecha de puesta en servicio de la conexión del Sistema de Generación a la Red Eléctrica de Distribución deberá efectivizarse, a los efectos del presente Contrato de Generación Eléctrica Distribuida, dentro del plazo de _____ (Nº) días/meses hábiles contados a partir de su firma.

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.

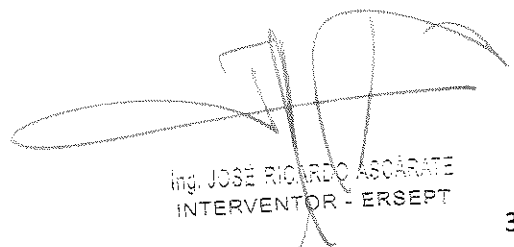
ARTÍCULO 10º.- CAUSALES DE EXTINCIÓN DEL CONTRATO.

El presente Contrato de Generación Eléctrica Distribuida se extinguirá por las siguientes causas:

- a) Por decisión conjunta de LAS PARTES;



2026.-


Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

RESOLUCION ERSEPT N° 240/26

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.

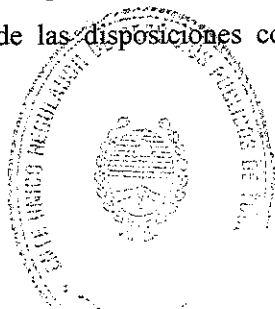
LAS PARTES establecen que todas aquellas cuestiones que puedan suscitarse durante la vigencia del presente Contrato se comunicarán a las siguientes direcciones de correo electrónico, entendiéndose válidas las notificaciones cursadas a través de esta vía.

USUARIO-GENERADOR: _____

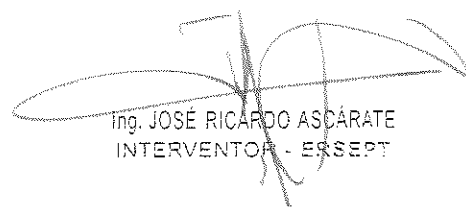
DISTRIBUIDORA: _____

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



2026.-


Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

ERSEPT

*Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán*



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCIÓN ERSEPT N° 240/26

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.

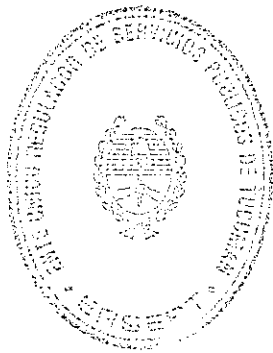
ARTÍCULO 16°.- JURISDICCIÓN.


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 ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

ERSEPT

*Ente Único de Control y Regulación
de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán*



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

RESOLUCION ERSEPT N° 240/26

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

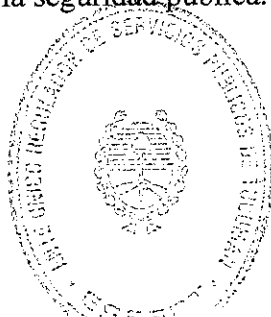
GENERALIDADES.

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 descritos 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.



2026.-

Ing. JOSÉ RICARDO ASCARATE
INTERVENTOR - ERSEPT

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 anomalías 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.

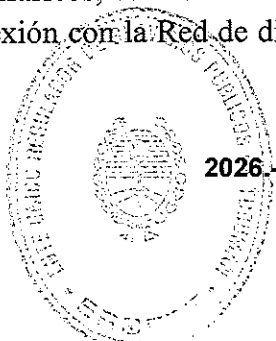
Se define por Operación en Isla de los Sistema de Generación al estado operativo en el cual estos sistemas pueden suministrar energía de manera autónoma, sin estar vinculados a la Red pública de distribución en ningún momento ni bajo ninguna circunstancia, sea en forma directa o a través de transformadores.

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



[Handwritten signature]
INTERVENTOR - ERSEPT

RESOLUCIÓN ERSEPT N° 240/26

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.

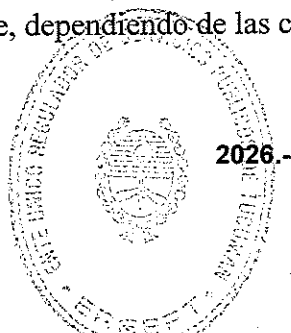
2.2. ELEMENTOS DE MANIOBRA Y PROTECCIÓN.

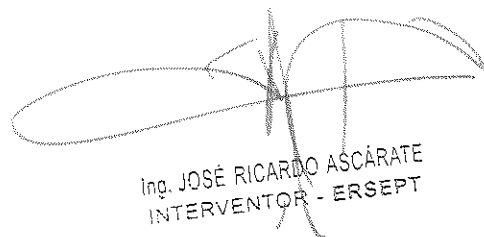
Toda instalación de Equipos de Generación Distribuida deberá cumplir con los requerimientos de protección establecidos en la normativa vigente, contando como mínimo con los elementos de maniobra y protección establecidos en el presente Capítulo.

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.




Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

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:

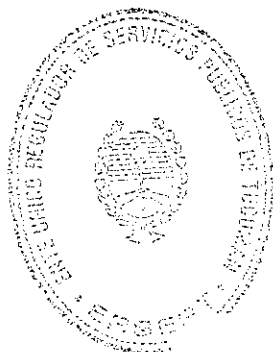
- Desconexión por subtensión
- Desconexión por sobretensión
- Desconexión por subfrecuencia
- Desconexión por sobrefrecuencia
- Desconexión por detección de funcionamiento en isla

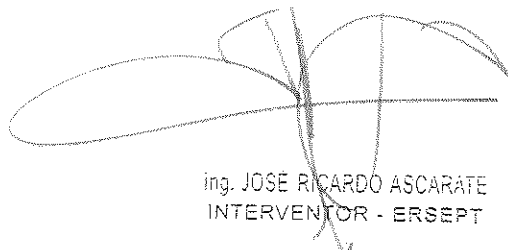
Su instalación, de manera integrada al Equipo de Acople a la Red (Protección GR Integrada) o en un tablero independiente (Protección GR Central), dependerá de las características de los Equipos de Generación Distribuida.

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:




ing. JOSÉ 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 U _F < 187 V para conexiones monofásicas	1,5
	U > 115% U _{nominal}	U _L ≥ 437 V para conexiones trifásicas U _F ≥ 253 V para conexiones monofásicas	0,2
Frecuencia (f)	f > 51 Hz		0,5
	f < 47 Hz		0,5
Anti-Islla	-		2
Tiempo de reconexión	-		Igual o mayor a 180

En instalaciones monofásicas, los valores de tensión de fase (U_F) deberán medirse entre la correspondiente fase y el neutro.

Para el caso de Equipos de Generación Distribuida trifásicos, las tensiones de línea (U_L) 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



[Handwritten Signature]
ING. RICARDO ASCONTE
INTERVENTOR - ERSEPT

RESOLUCION ERSEPT N° 240/26

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.

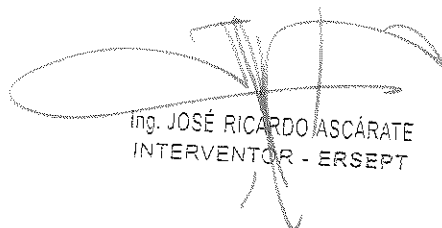
2.4. REQUERIMIENTOS TÉCNICOS PARA TECNOLOGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA.

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.

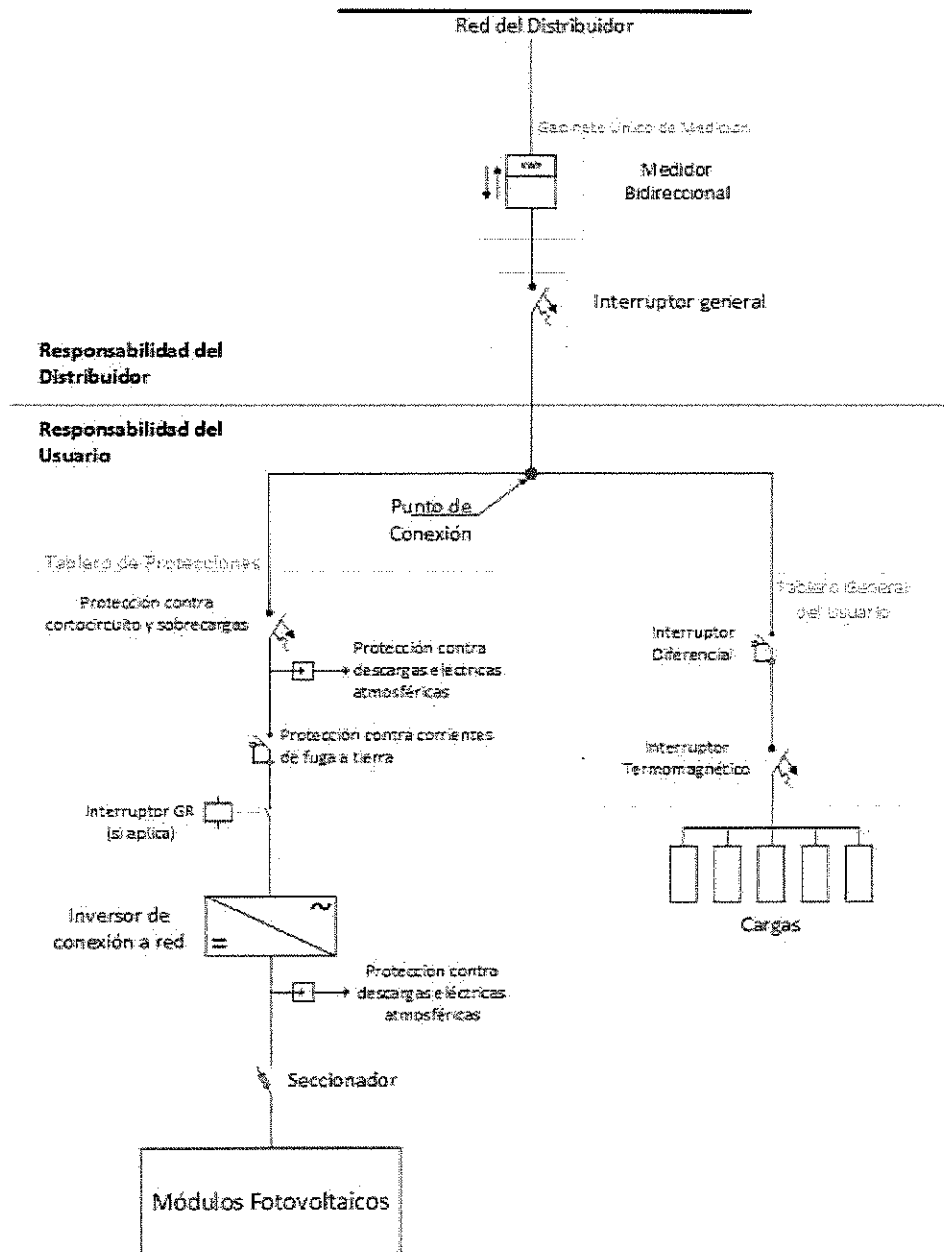


2026.-


Ing. JOSÉ RICARDO JASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

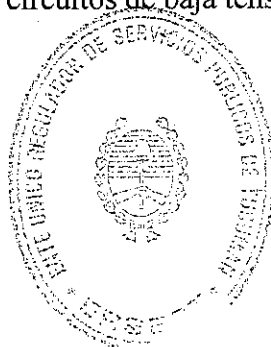
RESOLUCION ERSEPT N° 240/26

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

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 ACOPLA 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).

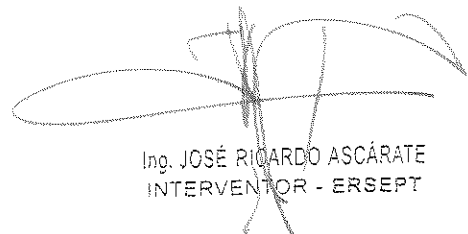
En redes trifásicas se admitirá conectar hasta cinco kilovolt-ampere (5 kVA) por fase con unidades monofásicas independientes.

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.



2026.-



Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

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.



2026.-


Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

RESOLUCION ERSEPT N° 240/26

- 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 Infrastructure).

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



2026.-

ING. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT

RESOLUCION ERSEPT Nº 240/26

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.

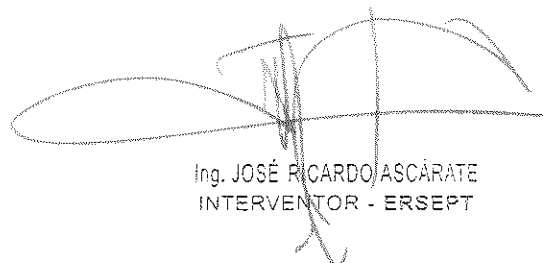
Los protocolos de comunicaciones deberán garantizar la seguridad, veracidad y confidencialidad de los datos almacenados internamente y de los que llegan al sistema de gestión de la Empresa Distribuidora, con el objeto de mantener su trazabilidad y asegurar la integridad y disponibilidad de la información.

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.



Ing. JOSÉ RICARDO ASCÁRATE
INTERVENTOR - ERSEPT