



ANUARIO E.P.R.E.
(AÑO 2025, HASTA MAYO 2026)

**ENTE PROVINCIAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD
SAN JUAN**

AUTORIDADES

Autoridades de la Provincia de San Juan

Dr. MARCELO ORREGO
Gobernador de San Juan

Dr. FABIAN MARTÍN
Vicegobernador de San Juan

Ing. FERNANDO PEREA
Ministro de Infraestructura, Agua y Energía

Directorio E.P.R.E San Juan

Ing. RAÚL LÓPEZ
Presidente Interino

Dr. Ing. ROBERTO W. FERRERO
Vicepresidente



INFORME ANUAL E.P.R.E. (AÑO 2025, HASTA MAYO 2026)

El Ente Provincial Regulador de la Electricidad de la Provincia de San Juan, E.P.R.E., creado por la Ley N° 524-A, (Marco Regulador de la Actividad Eléctrica Provincial), es un organismo autárquico, con dependencia directa del Gobernador de la Provincia, con el Ministerio de Infraestructura, Agua y Energía como nexo administrativo con el Poder Ejecutivo Provincial.

El E.P.R.E., conforme a las funciones y facultades establecidas en el Artículo 53°, inciso p) de la Ley N° 524-A, presenta un informe sobre las actividades realizadas, incluyendo la protección de los usuarios y el desarrollo de la industria eléctrica.

El informe agrupa los contenidos en capítulos, en los que se expresa de manera sencilla, sintética y gráfica los principales resultados obtenidos desagregados por años, departamentos, categorías tarifarias, etc.

Los capítulos contienen, en los casos que resulten necesarios, documentación o información previa al 2025 para proporcionar un informe integral del tema que se trata, además se avanza para que queden identificadas en general las actividades prioritarias desarrolladas en los primeros meses de 2026, incluidas las cuestiones de tarifas y subsidios nacionales y provinciales.

SUMARIO

- Principales actividades del período MAYO 2026 – MAYO 2026 Pág.6
- Acuerdo Transaccional en el Sistema Eléctrico Provincial. Pág. 14
Renuncia indeclinable e incondicionada de todos los procesos judiciales iniciados por la Distribuidora contra el E.P.R.E.
- La cuestión de los Fondos PIEDE y Línea 500 kV Pág. 18
- Obras de Infraestructura Eléctrica en ejecución o ejecutadas Pág. 48
años 2025 - 2026
- Calidad de Servicio. Mejoras en el abastecimiento eléctrico Pág. 61
zona Sur de San Juan
- Control de Calidad de Servicio Pág. 74
- La Cuestión Tarifaria y Revisiones Tarifarias Pág. 88
- Subsidios del Estado Nacional a las Personas Usuarias de Pág.100
los Servicio Públicos de Energía Eléctrica
- La Cuestión Tarifaria, Indicadores a Mayo 2026 Pág.107
- Valores Tarifarios Máximos vigentes al mes de Abril de Pág.116
2026
- Tarifa Social Provincial Pág. 121
- Subsidios Provinciales a Usuarios del Servicio de Pág.125
Energía Eléctrica
- Usuarios Electrodependientes por razones de salud Pág. 134
- Atención al Usuario Pág. 139
- Mercado Eléctrico Provincial: Energía y Potencia Pág. 149
- Usuarios en el Sistema Interconectado Provincial Pág. 157
- Gestión Administrativa Pág. 162
- Cargo Único Municipal Pág. 172
- Generación Eléctrica Distribuida en San Juan Pág. 178
- Auditoría del Fondo PIEDE Pág. 191
- Auditoría del Fondo Especial Línea Interconexión en Pág. 204
500 kV Mendoza – San Juan
- Auditoría sobre Impuesto a los Ingresos Brutos 2024 Pág. 212
- Marco Jurídico Normativo Pág. 216

PRINCIPALES ACTIVIDADES PERÍODO MAYO 2025 – MAYO 2026

1. INTRODUCCIÓN.

2. REVISIÓN INTEGRAL DE LOS COSTOS DEL SERVICIO PÚBLICO DE DISTRIBUCIÓN DE ELECTRICIDAD EN LA PROVINCIA DE SAN JUAN

2.1. Cuarta Revisión Tarifaria Ordinaria (Quinquenio 2026-2030)

2.2. Costo de Capital, Eficiencia y Regulación por Incentivos

3. INFRAESTRUCTURA Y PLAN ESTRATÉGICO DE INVERSIÓN PROVINCIAL

3.1. Blindaje del abastecimiento en Extra Alta Tensión (500 kV)

3.2. Plan de Fortalecimiento de la Red de Distribución.

3.3. Defensa de los derechos de las personas usuarias.

4. CONTROL DE CALIDAD Y RÉGIMEN SANCIONATORIO.

4.1. Renuncia de Naturgy San Juan S.A. a todos los procesos judiciales contra la Provincia de San Juan.

4.2. Mecanismo de Control con Indicadores de Desempeño

4.3. Sanciones por Deficiencias en el Servicio

5. VISIÓN DE AVANCES Y SUGERENCIA DE MEDIDAS A ADOPTAR.

5.1. Contexto.

5.2. Sugerencias sobre medidas a adoptar en beneficio del interés público, la protección de las personas usuarias y el desarrollo de la industria eléctrica en la Provincia de San Juan.

PRINCIPALES ACTIVIDADES PERÍODO MAYO 2025 – MAYO 2026.

El Ente Provincial Regulator de la Electricidad (E.P.R.E.), en cumplimiento de las obligaciones impuestas en Ley N° 524-A, eleva a la Honorable Cámara de Diputados de la Provincia de San Juan este informe, resumiendo la actividad institucional en el período Mayo 2025 – Mayo 2026, formulando sugerencias sobre medidas a adoptar en beneficio del interés público, la protección de las personas usuarias y el desarrollo de la industria eléctrica en la Provincia de San Juan.

1. INTRODUCCIÓN.

La actividad del período refuerza el rumbo institucional del E.P.R.E., marcado por la premisa fundamental de que la energía no puede ser un freno al crecimiento.

“LA ENERGÍA NO PUEDE SER UN FRENO AL CRECIMIENTO”

Se ha reforzado el criterio rector invariable de la Autoridad Regulatoria, donde toda intervención o pronunciamiento institucional, se fundamenta en un análisis técnico riguroso, que incluye la verificación objetiva de beneficios concretos y cuantificables para las personas usuarias del servicio público.

Esta dimensión no solo alcanza la economía directa de las tarifas y el pago mensual que realizan los ciudadanos en sus facturas del servicio, sino también la responsabilidad de solamente promover proyectos con beneficio social neto positivo, como medida de prudente conservación del erario provincial.

En esa postura de prudencia institucional, los recursos públicos comprometidos en el sector eléctrico, deben responder a criterios de eficiencia y racionalidad económica.

Bajo el contexto precedente, y en la visión estratégica de que la infraestructura eléctrica debe anticiparse a la demanda, actuando como un habilitador de competitividad y justicia territorial.

San Juan se consolida hoy como la única provincia del país que ejecuta, con recursos propios, planificaciones estratégicas de obras eléctricas de alcance sistémico, para blindar su abastecimiento troncal y la cobertura del territorio con energía de calidad, garantizando que el crecimiento poblacional e industrial de las próximas décadas cuente con el respaldo de abastecimiento eléctrico para su desarrollo.

· En un período de restricción extrema de recur-

sos económicos nacionales, y de transición hacia nuevas metas de calidad y grandes proyectos industriales, el E.P.R.E. mantiene su rol de custodio de la seguridad jurídica y la soberanía energética de la Provincia.

2. REVISIÓN INTEGRAL DE LOS COSTOS DEL SERVICIO PÚBLICO DE DISTRIBUCIÓN DE ELECTRICIDAD EN LA PROVINCIA DE SAN JUAN

Teniendo en cuenta la caracterización del Servicio Eléctrico como Servicio Público Esencial, fuertemente influenciado por el derecho del consumidor, basado en la segmentación de la industria (generación, transporte y distribución), la protección constitucional de los derechos de los Usuarios, y una compleja distribución de competencias entre la Nación y las Provincias, se adoptaron los recaudos necesarios para que, previamente a cualquier modificación tarifaria, se respete el principio de razonabilidad tarifaria (tarifas justas y razonables).

2.1. Cuarta Revisión Tarifaria Ordinaria (Quinquenio 2026-2030)

En el proceso tarifario se procuró ponderar la realidad económico-social de las personas usuarias en la Provincia de San Juan, en procedimientos parti-

cupativos y protección de los sectores más vulnerables, reafirmando que los Servicios Públicos esenciales deben garantizarse bajo principios de continuidad, regularidad, uniformidad, generalidad, obligatoriedad.

Así, en cumplimiento del mandato Legal, se han adoptado acciones para garantizar el mínimo costo razonable compatible con la calidad del abastecimiento, principio rector que busca armonizar la asequibilidad de la tarifa por las personas usuarias, con la sustentabilidad económica de las concesionarias.

Durante el período informado, se ha profundizado la reconfiguración del Mercado Eléctrico Mayorista iniciada en Diciembre de 2023, adoptando la Provincia de San Juan, medidas de contención para mitigar la quita de subsidios a distintos grupos tarifarios.

En este contexto, el E.P.R.E. gestionó el proceso de la Cuarta Revisión Tarifaria Ordinaria (RTO) del Servicio Público de Distribución de Electricidad, formalizado mediante la Resolución E.P.R.E. N.º 080/26 del 23 de Enero de 2026, estableciendo la arquitectura tarifaria y el marco de control para el quinquenio 2026-2030.

Desde una perspectiva metodológica, el proce-

so abandonó el modelo tradicional de instancia única y se estructuró en cinco Audiencias Públicas secuenciales y segmentadas, permitiendo una construcción acumulativa del modelo tarifario, facilitando un debate técnico focalizado, mitigando la asimetría de información natural del monopolio y reduciendo la complejidad de la consulta ciudadana.

La resolución técnica adoptada que reducía notablemente las pretensiones de incremento de la Concesionaria, se fundamenta en el reconocimiento estricto de costos operativos eficientes, asegurando el mínimo costo compatible con los estándares de calidad del abastecimiento, estructurando la determinación de costos bajo el paradigma de la Empresa Modelo Eficiente.

En resguardo de la jurisprudencia constitucional sobre “tarifas justas y razonables”, y ponderando la volatilidad macroeconómica y la realidad socioeconómica de las personas usuarias durante el año 2025, el E.P.R.E. difirió la aplicación plena de los nuevos cuadros tarifarios hasta las facturaciones de mayo de 2026.

De esta manera, se gestionó el impacto del ajuste, evitando su superposición con la estacionalidad estival de máxima demanda, protegiendo

a los sectores vulnerables sin alterar la ecuación económica y financiera de largo plazo de la concesión.

2.2. Costo de Capital, Eficiencia y Regulación por Incentivos

Se excluyeron activos de la base de capital por un valor de más de 63 mil millones de pesos, que la Distribuidora pretendía se incluyeran como inversiones realizadas, y que hubiesen “rentado” capital a ser abonado en las facturas mensuales de los hogares, comercios en industrias de San Juan.

Se cumplió estrictamente el principio de eliminar del reconocimiento tarifario, aquella inversión o gasto improductivo, no justificada bajo criterios de eficiencia técnico-económica.

La sostenibilidad del sistema en economías emergentes requiere señales de precio precisas; en este sentido, se determinó un Costo Promedio Ponderado de Capital (WACC) del 10,2% en términos reales.

En un contexto de alta volatilidad y primas de riesgo elevadas, esta tasa remunera adecuadamente el capital invertido para viabilizar el Plan

de Inversiones de Referencia, bloqueando simultáneamente la captura de rentas monopólicas extraordinarias.

Para evitar la degradación sistémica inherente a los esquemas puramente punitivos y a los modelos “price-cap” tradicionales —donde el monopolio maximiza rentabilidad contrayendo inversión—, la Resolución E.P.R.E. N.º 080/26, desacopla metodológicamente la eficiencia de costos, de los incentivos a la calidad.

Se impuso un parámetro tecnológico exógeno de mejora de productividad (“Factor X”) embebido en el Flujo de Fondos Libre, obligando a la empresa a optimizar pérdidas y reducir costos operativos base. Complementariamente, se introdujo el Factor de Incentivo para la Modernización y Calidad del Abastecimiento, multiplicador tarifario que actúa “ex-ante”, recompensando financieramente (hasta un 3% sobre el Costo de Distribución en su fase inicial) la superación verificable y auditada de las líneas de base históricas de calidad (SAIDI, SAIFI).

La Resolución E.P.R.E. N.º 80/26 alinea la rentabilidad de la concesionaria con la optimización y resiliencia de la red, garantizando que el monopolio encuentre mayor racionalidad económica

en la inversión preventiva, que en la asimilación pasiva de penalizaciones como costos no evitables de la prestación.

3. INFRAESTRUCTURA Y PLAN ESTRATÉGICO DE INVERSIÓN PROVINCIAL

La solidez de la regulación eléctrica provincial descansa sobre la independencia de criterio que ejerce el E.P.R.E. en cumplimiento de la función para la que fue creado, distinguiendo entre iniciativas convenientes para el sistema y las personas usuarias, de aquellas en las que no pueden acreditarse estándares de rentabilidad, sostenibilidad y beneficio neto positivo.

En el objetivo de garantizar un servicio eléctrico, económico, seguro y confiable, el E.P.R.E. supervisa la ejecución de un plan de obras de más de 146 millones de dólares en inversión previstas en el quinquenio 2026 / 2030.

3.1. Blindaje del abastecimiento en Extra Alta Tensión (500 kV)

San Juan es hoy la única provincia de Argentina que ejecuta obras para duplicar su capacidad de conexión con el Sistema Argentino de Interconexión en Extra Alta Tensión.

Con una inversión de más de 64.000 millones de pesos, recursos exclusivamente provinciales, avanza la ampliación de la Estación Transformadora Nueva San Juan en Extra Alta Tensión. Esta obra blindará el abastecimiento troncal de la Provincia para las próximas décadas.

Los nuevos emprendimientos mineros en el norte y oeste de la Provincia (Vicuña, Azules, etc.) redireccionarán forzosamente una carga masiva sobre el parque de transformación existente en el nodo ET Nueva San Juan, consumiendo prematuramente su capacidad térmica y, fundamentalmente, destruyendo los márgenes de seguridad.

Entonces, la obra en curso no constituye solamente una obra de expansión vegetativa, sino la mitigación técnica estricta y concurrente para restituir la conectividad topológica fracturada por la demanda minera, para absorber los flujos redireccionados, y garantizar la indemnidad operativa del sistema subyacente ante contingencias.

La duplicación de la capacidad de transformación en ET Nueva San Juan en construcción, aparece como el facilitador y antecedente nece-

sario para la inversión minera.

La finalización de la obra está prevista para el primer semestre de 2027, garantiza que San Juan no quedará sin margen ante el crecimiento poblacional, comercial e industrial que se avecina para las próximas décadas, y facilitará la concreción de los grandes proyectos mineros.

Sin duplicación de la capacidad de transformación en ET Nueva San Juan, no hay posibilidad de desarrollo de la minería de gran escala en la Provincia.

3.2. Plan de Fortalecimiento de la Red de Distribución.

Se ha estructurado un plan de fases que acumulará 100 millones de dólares hasta 2030. La fase inicial, con una inversión estimada en 20 millones de dólares en ejecución, incluye:

- Zona Norte: Ampliación de la ET “Albardón/Chimbas”.
- Anillo Metropolitano: Licitación de la nueva ET “Este”, que cerrará el anillo eléctrico mejorando la calidad en Santa Lucía y Caucete.
- Incorporación de cuatro estaciones de 33 kV en

Rivadavia, 25 de Mayo, Sarmiento y Albardón.

- Repotenciación de estaciones en 9 departamentos (desde Capital hasta Valle Fértil), el primer paso de una visión federal interna, donde la convicción es que los ciudadanos tienen el mismo derecho y el Estado Provincial tiene la misma obligación en cada rincón de la Provincia.

- Con más de 6 millones de dólares en proceso licitatorio, se encuentran en ejecución obras de mejora en Villa de Calingasta, Barreal, Sorocayense, Tamberías y zonas aledañas. Esta inversión forma parte de un novedoso criterio de “Programa de Remediación en Zonas de Bajo Desempeño”, con visión federal interna, en el objetivo es que cada ciudadano, sin importar la ubicación donde consume electricidad, cuente con el mismo estándar de calidad.

- Con recursos íntegramente Provinciales, en una inversión de USD 25,39 millones provenientes del Fondo de Plan de Infraestructura Eléctrica Provincial para el Desarrollo Socioeconómico y Productivo (Fondo PIEDE), se puso en servicio el 6 de enero de 2026 la Estación Transformadora “San Juan Sur”

- El 31 de marzo de 2026 se puso en servicio la ampliación de la Estación Transformadora Caña-

da Honda en Alta Tensión 132 kV, ubicada en Media Agua, Departamento Sarmiento, mediante la instalación definitiva de un nuevo transformador de potencia en Alta Tensión y equipamiento en niveles de 132 kV, 33 kV y 13,2 kV, con una inversión aproximada de 6,5 millones de dólares, financiada íntegramente a través de recursos Provinciales.

- Las dos últimas obras ejecutadas dan respuesta al crecimiento sostenido de la demanda, particularmente de los sectores agroindustrial y minero no metalífero de la zona Sur de San Juan, fortaleciendo el abastecimiento eléctrico en una amplia región productiva que incluye las localidades de Media Agua, Los Berros, Pedernal y zonas aledañas, facilitando la evacuación de 130 MW de generación solar y potencia el desarrollo del Polo Calero en Sarmiento.

3.3. Defensa de los derechos de las personas usuarias.

El E.P.R.E. ha mantenido una postura de apoyo al desarrollo minero, que encuentra sólido sustento en el cumplimiento de las Leyes vigentes. Cualquier proyecto minero de gran escala debe autofinanciar sus ampliaciones, y suscribir acuerdos de resarcimiento con la Provincia por el uso de la infraestructura preexistente, evitando que

el desarrollo privado impacte en las facturas de los sanjuaninos.

4. CONTROL DE CALIDAD Y RÉGIMEN SANCIONATORIO.

En contextos de alta volatilidad macroeconómica y elevados costos de capital, la aplicación de multas siguiendo las mecánicas tradicionales por incumplimientos a los parámetros de calidad contractuales, suele elevar la percepción de riesgo regulatorio, desincentivando las inversiones y potencialmente generando una espiral de degradación sistémica.

La regulación y control de la Calidad del Servicio en Sistemas de Distribución Eléctrica mediante esquemas puramente punitivos muestra severas limitaciones en economías emergentes.

4.1. Renuncia de Naturgy San Juan S.A. a todos los procesos judiciales contra la Provincia de San Juan.

Como parte integral de la instrumentación del nuevo mecanismo de control de la Calidad del Servicio Eléctrico, se plasmó en Acuerdo Transaccional del 05/09/25, aprobado en Resolución E.P.R.E. N° 778/25, el compromiso de Naturgy San Juan S.A. a instrumentar las inversiones y

acciones necesarias para adecuar y ampliar la infraestructura eléctrica provincial, y a la mejora de las prácticas de instalación, operación, reparación y mantenimiento de las instalaciones.

Asimismo, cumpliendo las previsiones legales respectivas, la Distribuidora desistió del derecho en todos los procesos judiciales en trámite contra el E.P.R.E., cualquiera sea su instancia, al igual que al desistimiento de los Recursos de Apelación en trámite tanto por ante la Cámara de Apelaciones, como de los Recursos Extraordinarios Provincial y Federal, cualquier sea el estado del trámite, solicitando el desistimiento del derecho, en renuncia abarcativa de la totalidad de los procesos judiciales contra Resoluciones emitidas por el E.P.R.E.

4.2. Mecanismo de Control con Indicadores de Desempeño

En un trabajo altamente innovador, único en la República Argentina, la Provincia de San Juan ha adoptado como componente de control sistémico de la calidad del Servicio Eléctrico, un Mecanismo de Control con Indicadores de Desempeño (MCID), basado en muestreo estratificado híbrido con diez estratos, que incorpora un Estrato de Atención Prioritaria (Estrato X) con sobremuestreo deliberado en Zonas de Peor Des-

empeño, garantizando equidad energética.

A diferencia de los regímenes “ex-post” tradicionales, este mecanismo dual incorpora incentivos “ex-ante” que alinean las decisiones de inversión de la distribuidora con el beneficio de las personas usuarias.

Los resultados del modelado conceptual evidencian que esta arquitectura de señales de control estratificadas, alinea racionalmente la rentabilidad del monopolio natural con la optimización de las inversiones y la modernización de la red, superando los bloqueos a la inversión inherentes a los modelos regulatorios tradicionales.

Acreditado dicho paso, se encuentra en desarrollo en el primer semestre de 2026 el establecimiento de una “Línea de Base” a partir del desempeño histórico en la prestación del Servicio, a partir de la cual se definirá un sendero de mejoramiento de la calidad equitativo, exigiendo un esfuerzo de mejora progresivo.

Con estas acciones, se pretende incentivar la mejora continua en la prestación del servicio, impulsando la inversión constante para mantener una trayectoria de mejora, siendo coherente con el marco Legal y Contractual de aplicación.

4.3. Sanciones por Deficiencias en el Servicio

En el marco de las tareas habituales de verificación del cumplimiento de las disposiciones en Ley Provincial N° 524-A Marco Regulador de la Actividad Provincial, y de las obligaciones previstas en el Contrato de Concesión de Naturgy San Juan S.A., el E.P.R.E. ha verificado en forma sistemática el nivel de calidad del servicio brindado por la concesionaria.

Dicho control se realiza a nivel de cada suministro individual, verificándose incumplimientos de la Distribuidora por superar el umbral de contingencias permitido contractualmente (cantidad de cortes del servicio), por superar la duración acumulada de contingencias permitida contractualmente (suma de la duración de los cortes) o por apartamiento de los niveles de tensión establecidos en el Contrato de Concesión (en suministros monofásicos y trifásicos).

Las multas aplicadas imponen una obligación económica a la Distribuidora, que debe transferir íntegramente los importes que se le imponen de sanciones como bonificaciones en las facturaciones de las personas usuarias, o transferirlos al Fondo de Contención Tarifaria Ley Provincial N° 739-A, que a su vez, se integra como bene-

ficios hacia las personas usuarias, reduciendo el esfuerzo tarifario de estas.

Las multas no han sido, ni son, ni serán, parte integrante del presupuesto del E.P.R.E.

Durante el año 2025, se aplicaron sanciones a Naturgy San Juan S.A. por la suma de \$ 3.070,94 millones, que tienen como objetivo orientar las inversiones de la Distribuidora hacia el beneficio de las personas usuarias, en el sentido de mejorar la calidad en la prestación del servicio público de electricidad.

5. VISIÓN DE AVANCES Y SUGERENCIA DE MEDIDAS A ADOPTAR.

5.1. Contexto.

Debe preservarse la calidad del servicio en la Provincia de San Juan, evitando el riesgo de colapso de transporte en los picos estivales, debiendo evaluarse las medidas a adoptar para la incorporación de Sistemas de Almacenamiento con Baterías ("BESS"), posibilitando la gestión del flujo energético inter-temporal desde los parques solares de día, hacia las horas de demanda nocturna.

Esto deberá acoplarse y retroalimentarse con un plan robusto y acelerado de digitalización con Medidores Inteligentes.

En la región con abundante recurso solar, se debe estudiar la implementación de marcos tarifarios por bloque horario o similar, para generar precios deprimidos a favor de la sociedad durante las horas de mayor disponibilidad de recurso fotovoltaico.

La electromovilidad (autos eléctricos), jugará un rol fundamental en la definición de nuevas inversiones y tarifas. Deberá disuadirse con las medidas tarifarias respectivas el consumo nocturno intensivo, democratizando así la absorción del vertimiento solar de manera directa y eficiente.

Resulta también de interés analizar el paradigma sancionatorio vigente para las concesiones del Servicio Público. Las multas debidas al quebrantamiento de índices de calidad por caídas sistémicas en zonas aisladas, no deben disiparse únicamente en bonificaciones transaccionales o crédito nominal al consumo, sino reconvertirse en obligación explícita de reposición de activos de infraestructura física georeferenciados en esas mismas cuencas marginadas, bajo seguimiento del E.P.R.E.

Las decisiones, reformas normativas e inversiones planificadas para el corto y mediano plazo, establecerán de forma irreversible el sendero productivo del próximo siglo.

Con la calibración regulatoria rigurosa, y el transparente fomento a la innovación local y a la captación equitativa de rentas, la megaminería del cobre posee todas las virtudes para transmutarse del rol limitante de economía primaria, al de impulsor de un sistema eléctrico eficiente, inclusivo, universalizado, limpio y de una resiliencia técnica acorde a su inmensa estatura geoestratégica global.

5.2. Sugerencias sobre medidas a adoptar en beneficio del interés público, la protección de las personas usuarias y el desarrollo de la industria eléctrica en la Provincia de San Juan.

El E.P.R.E. sugiere como lineamientos rectores de las medidas legales a adoptar:

- Dar continuidad al marco legal que permite el financiamiento de infraestructura con recursos provinciales para mantener la autonomía energética.
- Fortalecer el control sobre todo el territorio pro-

vincial, asegurando que las inversiones de remediación se ejecuten en los plazos previstos.

- Acompañar los planes de optimización de capacidades del personal en el área eléctrica, para adaptar la fuerza laboral a las redes inteligentes y la medición digital.

ACUERDO TRANSACCIONAL EN EL SISTEMA ELÉCTRICO PROVINCIAL. RENUNCIA INDECLINABLE E INCONDICIONADA DE TODOS LOS PROCESOS JUDICIALES INICIADOS POR LA DISTRIBUIDORA CONTRA EL E.P.R.E.

- *Introducción: La Profundización del Conflicto y el Fenómeno de Captura Regulatoria*
- *Reafirmación de la actividad de control del E.P.R.E.*
- *El Cambio de Paradigma: La Resolución E.P.R.E. N° 0778/25*
- *Beneficios y Alcances del Acuerdo Transaccional*
- *Reflexiones finales.*



ACUERDO TRANSACCIONAL EN EL SISTEMA ELÉCTRICO PROVINCIAL. RENUNCIA INDECLINABLE E INCONDICIONADA DE TODOS LOS PROCESOS JUDICIALES INICIADOS POR LA DISTRIBUIDORA CONTRA EL E.P.R.E.

Introducción: La Profundización del Conflicto y el Fenómeno de Captura Regulatoria

Durante los últimos años, el Ente Provincial Regulador de la Electricidad (E.P.R.E.) debió enfrentar un escenario de inusual y elevada litigiosidad impulsada por la Distribuidora prestadora del Servicio Público de Electricidad en la Provincia de San Juan (anteriormente Energía San Juan S.A., actual Naturgy San Juan S.A.).

Durante los años 2021 a 2025 esta dinámica experimentó una severa profundización, multiplicando exponencialmente la cantidad de demandas judiciales interpuestas contra el E.P.R.E. (y por extensión, contra la Provincia de San Juan).

Como se delineó en los dos últimos informes anuales del E.P.R.E., esta proliferación no se limitó un mero ejercicio del derecho de defensa, sino que fue identificada y catalogada por esta Autoridad Regulatoria como una clara estrategia de “captura regulatoria”. El indicador más palpable de esta

ofensiva fue la acumulación de cerca de medio centenar de causas judiciales (48 expedientes contencioso-administrativos) en trámite simultáneo.

Ante esta situación, el E.P.R.E. sostuvo la plena vigencia de sus resoluciones, haciendo valer la presunción de legitimidad y fuerza ejecutoria de cada uno de los Actos Administrativo judicializados, frente a los intentos de la Distribuidora de paralizar los procedimientos solicitando diversas medidas procesales.

Reafirmación de la actividad de control del E.P.R.E.

Como se refirió el fenómeno de pretensión de captura regulatoria no se presentó bajo formas tradicionales de influencia, sino que se materializó a través de la litigiosidad sistémica. Esta estrategia de obstrucción externa, mediante el uso abusivo de la vía judicial, buscaba neutralizar la capacidad de fiscalización y control del E.P.R.E. a través de ejes fundamentales al intentar eludir el cumplimiento

de las obligaciones de inversión y el pago de sanciones por deficiencias en la calidad del servicio, y al mismo tiempo abrumar de tareas al regulador e infundir temor en el accionar de sus funcionarios para demorar la tramitación de los procedimientos.

Al cuestionar sistemáticamente en sede judicial cada sanción por apartamientos a los límites admisibles de calidad, la Distribuidora buscaba retener el capital que imperativamente debía ser destinado a la mejora de la red eléctrica. La lógica subyacente intentaba forzar un escenario donde el costo de litigar contra el Estado resultara siempre inferior al costo de invertir en el servicio.

El sostenimiento de numerosas causas judiciales, constituyó un intento de parálisis burocrática. Esta táctica procuraba que el regulador desviara su especialidad técnica y sus equipos legales hacia la sustanciación de los antecedentes y fundamentos necesarios para la defensa en el ámbito judicial, restando efectividad a la fiscalización en terreno.

Finalmente, al llevar sistemáticamente al terreno judicial las decisiones técnicas, se buscaba generar un efecto disuasivo, pretendiendo que el regulador adoptara criterios de control más laxos ante la amenaza de enfrentar repercusiones legales.

El factor determinante que impidió el avance de esta captura fue la firme defensa sobre las Resoluciones emitidas, que llevó adelante la Fiscalía de Estado de la Provincia de San Juan, en trabajo coordinado con el E.P.R.E. De esta manera, las pretensiones de la Distribuidora de paralizar el accionar de control mediante la mera interposición de demandas no fueron efectivas.

Las sentencias dictadas reafirmaron la plena validez del accionar del E.P.R.E., confirmando que la vía judicial no constituye una herramienta válida para eludir el cumplimiento del marco regulatorio vigente.

El incremento sustancial en el volumen de demandas durante 2024-2025 continuó encontrando una barrera infranqueable en los estrados judiciales. Se obtuvieron sentencias favorables en la totalidad de las causas resueltas. El E.P.R.E. logró pronunciamientos que ratificaron —sin excepción— el criterio rector y la

solidez técnica de las resoluciones emitidas

Esta consolidación jurisprudencial demostró que las sanciones aplicadas por el Ente en sus procedimientos no eran arbitrarias, sino la consecuencia directa y comprobada de las deficiencias en la prestación. El fracaso de la estrategia litigiosa dejó en evidencia la necesidad imperiosa de la Distribuidora de abandonar la vía del conflicto y retornar al cauce del cumplimiento regulatorio.

El Cambio de Paradigma: La Resolución E.P.R.E. N° 0778/25

Frente al contundente fracaso de la estrategia litigiosa de la Distribuidora y la firmeza del E.P.R.E. en el ejercicio de su función de control, se generaron las condiciones propicias para inaugurar una nueva etapa en la relación concedente-concesionario.

Este nuevo escenario se materializó mediante el Acuerdo Transaccional suscripto con Naturgy San Juan S.A. el 12 de septiembre de 2025, aprobado por Resolución E.P.R.E. N° 0778/25. Mediante este instrumento, la Distribuidora se comprometió formalmente a desistir del derecho y de la acción en la totalidad de las causas incoadas contra el E.P.R.E., cualquiera sea su instancia.

Este hito no solo cierra un capítulo de desgaste institucional, sino que dota de sustentabilidad al próximo período tarifario. Al desactivar la conflictividad sistémica, se garantiza un escenario de certidumbre para el desarrollo de la Revisión Tarifaria Ordinaria (RTO) 2026-2031, cuyo eje de control preventivo será la implementación del Mecanismo de Control con Indicadores de Desempeño (MCID).

Beneficios y Alcances del Acuerdo Transaccional

La suscripción del Acuerdo Transaccional representa un avance cualitativo sin precedentes para el sistema eléctrico provincial. Los beneficios se proyectan directamente sobre la prestación del servicio.

El desistimiento de las demandas elimina la incertidumbre legal sobre cientos de resoluciones sancionatorias y regulatorias. Esta certeza jurídica consolida los derechos adquiridos por las personas usuarias y no altera ni menoscaba sus derechos frente a la Distribuidora.

La desjudicialización masiva permite al E.P.R.E. reasignar valiosos recursos técnicos y legales, reo-

rientando la capacidad operativa que se destinaba a la sustanciación y defensa simultánea de causas judiciales, íntegramente hacia las tareas de control y fiscalización, agilizando diferentes expedientes administrativos.

El cese de la litigiosidad masiva despejó el escenario para la implementación del nuevo paradigma regulatorio reglamentado en la Revisión Tarifaria Ordinaria (RTO) 2026-2031, que introduce el Mecanismo de Control con Indicadores de Desempeño (MCID), el cual complementa el tradicional control sancionatorio “ex post” con exigencias preventivas “ex ante”.

Esta estructuración de incentivos busca que a la concesionaria le resulte económicamente más racional ejecutar las inversiones necesarias para garantizar la calidad del servicio, en lugar de afrontar las penalizaciones derivadas de su incumplimiento.

Reflexiones finales.

Se clausura la etapa de captura regulatoria, reafirmando que las políticas de calidad del servicio eléctrico en San Juan son controladas y exigidas

por el E.P.R.E., focalizando la inversión para prevenir dificultades en el servicio. El cierre de este capítulo litigioso marca un antes y un después en la historia regulatoria de la Provincia de San Juan.

Frente al intento de neutralizar el control estatal mediante el asedio judicial masivo, el E.P.R.E. hizo prevalecer la solidez técnica y jurídica de sus resoluciones. Habiendo transformado esa altísima conflictividad en un acuerdo vinculante hacia el futuro, el foco institucional retorna plenamente a la función primaria de control.

El Acuerdo Transaccional y la Resolución E.P.R.E. N° 0778/25 sientan las bases normativas para que el próximo quinquenio tarifario se rija por la inversión preventiva y la mejora sistémica de la calidad, resguardando firmemente los derechos de las personas usuarias.



LA CUESTIÓN DE LOS FONDOS PIEDE Y LINEA DE 500 kV

Colaboración público / privada en la eficiente ejecución de inversiones de infraestructura eléctrica en la Provincia de San Juan

1. Resumen. Logros alcanzados

2. Introducción

3. Visión general de los Fondos creados

3.1. Fondos PIEDE y Línea de 500 kV

3.2. Estructura administrativa, supervisión y rendición de cuentas

4. Desarrollo de la infraestructura de transmisión en la Provincia de San Juan

4.1. Interconexión de Extra Alta Tensión 500 kV San Juan – Mendoza

4.2. Interconexión Eléctrica 500 kV San Juan – Rodeo

4.3. Interconexión Eléctrica del Departamento de Calingasta

4.4. Interconexión Eléctrica 132 kV Departamento de Valle Fértil

4.5. Anillo 132 kV Gran San Juan

4.6. Interconexión Eléctrica 132 kV – Sur de San Juan

4.7. Abastecimiento en Media Tensión en 33 kV y 13.2 kV – Pcia de San Juan

4.8. Resumen de proyectos de infraestructura y su estado

5. Contexto de inversión en el sector eléctrico de San Juan

6. Aprendiendo de la experiencia: consecuencias de la falta de inversión en infraestructura eléctrica.

7. Beneficios concretos de las políticas instrumentadas en San Juan

8. Reflexiones finales

LA CUESTIÓN DE LOS FONDOS PIEDE Y LÍNEA DE 500 kV

Colaboración público - privada en la eficiente ejecución de inversiones de infraestructura eléctrica en la Provincia de San Juan

1. RESUMEN:

La financiación de obras eléctricas con recursos de Fondos PIEDE (Fondo del Plan de Infraestructura Eléctrica Provincial para el Desarrollo Socioeconómico y Productivo) y Línea de 500 kV (Fondo Especial para la Línea de Interconexión en 500 kV entre Mendoza y San Juan), en su conjunto “Los Fondos”, creados por Leyes Provinciales N° 863-A y N° 789-A, han posibilitado un suministro eléctrico confiable y de alta calidad en San Juan.

Los recursos de los Fondos financian, total o parcialmente, obras clave de transmisión y distribución de electricidad, cruciales para viabilizar tanto el abastecimiento como la evacuación de la energía generada por parques renovables en territorio sanjuanino, beneficiando a hogares, comercios, industrias y emprendimientos productivos, fortaleciendo la seguridad energética y promoviendo el desarrollo socioeconómico de nuestra Provincia, que se ha convertido en un ejemplo a nivel nacional.

En los Fondos se integran aportes de

beneficiarios directos de obras de infraestructura eléctrica, y contribuciones transparentemente reflejadas en las facturas de los usuarios del Servicio Público de Electricidad, lo que facilita un control exhaustivo de su gestión.

LOGROS ALCANZADOS:

- **Más de 538 millones de dólares:** Invertidos a marzo de 2025 desde los Fondos PIEDE y Línea 500 kV.
- **2 Nuevas Estaciones Transformadoras de 500 kV y 425 km líneas 500 kV:** Interconexión en Extra Alta Tensión de las redes eléctricas de la Provincia de San Juan con el Sistema Argentino de Interconexión (SADI).
- **646 km y 11 Nuevas Estaciones Transformadoras de 132 kV:** Expansión del Sistema Interconectado Provincial (SIP) Abastecimiento seguro y confiable de la demanda eléctrica y evacuación de energía generada desde los parques solares de San Juan.
- **138 millones de dólares:** Aporte de los beneficiarios de las obras (emprendimientos mineros y agrí-

colas) para las obras de infraestructura ejecutadas.

- **140 millones de dólares:** Aporte de la Nación Argentina para la ejecución de las obras.
- **80 % del total recaudado:** Ha sido aportado entre la Nación, los beneficiarios de las obras, y los suministros comerciales e industriales de la Provincia de San Juan.
- **20% del total recaudado:** Aporte de los suministros residenciales de San Juan para la ejecución de las obras.
- **9% del importe “total energía”:** Representaban los aportes de los Fondos en promedio del total facturado en el suministro por la electricidad suministrada al momento de la sanción de las Leyes de creación. Dicho aporte se ha ido reduciendo en el tiempo.
- **Cuentas aprobadas:** El Tribunal de Cuentas de la Provincia de San Juan ha aprobado la legalidad de la percepción e inversión de caudales públicos realizada en las cuentas de los Fondos PIEDE y Línea de 500 kV, para todos los ejercicios fiscales transcurridos desde la creación de dichos fondos.



2. INTRODUCCIÓN.

Un suministro de energía eléctrica seguro y confiable es un requisito indispensable para el funcionamiento de la sociedad moderna. La electricidad impulsa los hogares, sostiene la actividad productiva, comercial e industrial.

En San Juan, sin electricidad segura y confiable no hay subsistencia, no hay vida moderna, no hay agua ni producción, siendo indispensable la electricidad para la obtención de agua destinada al consumo humano y riego de plantaciones. La electricidad es también fundamental para la operación de servicios esenciales como hospitales, escuelas y sistemas de comunicación.

Consecuentemente, la confiabilidad del servicio eléctrico tiene un impacto directo en la calidad de vida de los ciudadanos, en la competitividad de las empresas y en el desarrollo general de la provincia, siendo la infraestructura eléctrica robusta un factor clave para el crecimiento económico, el progreso social y el bienestar general de San Juan.

En el contexto actual, es fundamental difundir información veraz sobre el origen y destino de los recursos de los Fondos PIEDE y Línea de 500 kV, presentándose en este informe datos concretos y fidedignos que demuestran la gestión transparen-

te de los recursos económicos.

De hecho, el éxito de las políticas instrumentadas en San Juan, ha motivado a otras provincias argentinas, como Mendoza, a adoptar mecanismos similares para la recaudación y ejecución de sus propios Fondos de infraestructura eléctrica.

La generación de controversia y desconfianza hacia la gestión de recursos públicos, conlleva una amenaza potencial para la continuidad del financiamiento de proyectos de infraestructura eléctrica esenciales en la Provincia de San Juan, debiendo contarse con la información necesaria para comprender la importancia de los mecanismos de financiamiento vigentes, la transparencia en su administración, el impacto concreto de los proyectos que han posibilitado y la necesidad imperante de garantizar su continuidad.

Los Fondos PIEDE y Línea de 500 kV representan un caso exitoso de cooperación público / privada, donde beneficiarios de obras de infraestructura aportan a Fideicomisos transparentes de uso específico, complementados con aportes del Estado y cargos específicos en facturas, ejecutándose con los importes recaudados obras de infraestructura eléctrica que mejoraran la calidad de vida de los ciudadanos, y permiten el desarrollo económico de las empresas.

3. VISIÓN GENERAL DE LOS FONDOS CREADOS.

3.1. Fondos PIEDE y Línea de 500 kV

- El Fondo del Plan de Infraestructura Eléctrica Provincial Para el Desarrollo Socioeconómico y Productivo, "Fondo PIEDE", fue creado mediante la Ley Provincial N° 863-A.
- Su objetivo primordial es la financiación de obras eléctricas destinadas a incrementar la seguridad y la calidad del abastecimiento de energía eléctrica en la provincia, integrando las localidades aisladas al Sistema Interconectado Provincial y fortaleciendo los puntos vulnerables de la red de servicio público de distribución de electricidad en zonas de especial relevancia productiva y social.
- El Fondo Especial para la Línea de Interconexión en 500 KV entre Mendoza y San Juan, "Fondo Línea de 500 kV" fue creado por Ley Provincial N° 789-A.
- Su propósito específico fue financiar la construcción de infraestructura troncal de abastecimiento en 500 kV de la Provincia de San Juan, incluyendo otras obras de transporte y transformación en extra alta tensión necesarias para viabilizar el abastecimiento eléctrico y la evacuación de la producción de energía eléctrica renovable no convencional (solar fotovoltaica) en el territorio de

San Juan.

3.2. Estructura Administrativa, supervisión y rendición de cuentas.

· El Ente Provincial Regulador de la Electricidad (E.P.R.E.) es la Autoridad de Aplicación responsable principal de la administración y supervisión de ambos Fondos Fideicomitidos.

· El E.P.R.E. planificó y definió las principales características técnicas de las obras, tanto de las provinciales como las ejecutadas en conjunto con la Nación, definiendo con especialistas anteproyectos, elaborando pliegos licitatorios, actuando como Comitente en los procesos licitatorios, y Comitente y Auditor durante la construcción de las obras.

· El E.P.R.E. emite actos administrativos en la forma de “CERTIFICADOS DE REQUERIMIENTO”, necesarios para la ejecución de los proyectos financiados, participando activamente en los Comités de Ejecución de proyectos de gran envergadura, como las interconexiones de 500 kV, garantizando la supervisión técnica y el cumplimiento de los objetivos establecidos.

· Un aspecto fundamental para establecer la legalidad de la percepción y erogación de los recursos económicos integrados, resulta de la información oficial emitida por el Tribunal de

Cuentas de la Provincia de San Juan. La Autoridad de contralor máxima de la Provincia de San Juan ha aprobado la legalidad de la percepción e inversión de caudales públicos realizada tanto en el Fondo PIEDE como del Fondo Línea de 500 kV, desde su creación.

· Los recursos de ambos Fondos provienen de diversas fuentes:

- Contribuciones realizadas por empresas beneficiarias de los proyectos declarados como financiables con sus recursos.

- Aportes integrados por el Gobierno Nacional.

- Aportes realizados por el Gobierno de la Provincia de San Juan.

- Aportes realizados por las personas usuarias del Servicio Público de Distribución de Electricidad.

· Se dispone de recursos económicos líquidos en las cuentas fiduciarias, que permitirán continuar sin sobresaltos en el corto plazo la ejecución de las obras indispensables previstas en los Planes Directores para el Abastecimiento Eléctrico.

Ingresos (USD)	Fondo Línea 500 kV	FONDO PIEDE	TOTAL
Personas Usuarias	USD 108.695.601,71	USD 154.678.342,53	USD 263.373.944,24
Estado Nacional	USD 77.282.947,14	USD 62.720.803,53	USD 140.003.750,66
Estado Provincial	USD 8.254.477,12	USD 61.228.316,06	USD 69.482.793,18
Empresas Beneficiarias	USD 92.539.991,71	USD 45.101.980,71	USD 137.641.972,42
Total	USD 286.773.017,69	USD 323.729.442,83	USD 610.502.460,51



• La legislación provincial estableció una reducción parcial y progresiva de los aportes a ambos Fondos entre los años 2020 y 2028, lo que demuestra una estrategia de ajuste gradual del sistema de financiamiento, estableciendo un cronograma que culminará con la finalización de su percepción a partir del 1 de enero de 2028.

• Debe destacarse de los datos precedentes que el sistema contempla exenciones específicas para ciertos grupos de personas usuarias en condición de vulnerabilidad, estando exentos de contribuir tanto al Fondo PIEDE como al Fondo Línea de 500 kV los hogares beneficiarios de la Tarifa Social Provincial cuyo consumo bimestral facturado sea igual o inferior a mil kilovatios hora (1.000 kWh).

• Del total del aporte de las personas usuarias detallado, más de la mitad corresponde a comercios, industrias y suministros de Riego Agrícola, por lo que el aporte de los hogares de San Juan representa una fracción menor de los aportes totales.

• Los aportes realizados por hogares, comercios e industrias se han reducido en proporción al total facturado desde su creación, representando en la actualidad alrededor de un 3% del total factu-

rado por conceptos eléctricos.

4. DESARROLLO DE LA INFRAESTRUCTURA DE TRANSMISIÓN EN LA PROVINCIA DE SAN JUAN

Los recursos gestionados a través del Programa de fortalecimiento de la red Eléctrica para el Desarrollo (PIEDE) y de la Línea de 500 kV han constituido un pilar estratégico para la consolidación y expansión del sistema de transmisión eléctrica en la provincia de San Juan.

Estas fuentes de financiamiento han permitido ejecutar obras clave en los niveles de Extra Alta Tensión (EAT) y Alta Tensión (AT), orientadas a mejorar la confiabilidad del sistema, ampliar su capacidad operativa y garantizar el abastecimiento eléctrico ante la creciente demanda. Este impulso inversor ha sido determinante no solo para fortalecer la infraestructura existente, sino también para integrar y potenciar nuevas zonas productivas y poblacionales al sistema interconectado.

A continuación, se describen las principales obras desarrolladas y financiadas en el marco de este proceso de fortalecimiento y crecimiento del sistema eléctrico provincial:

4.1. Interconexión de Extra Alta Tensión 500 kV San Juan – Mendoza

La Interconexión de Extra Alta Tensión (EAT) entre San Juan y Mendoza representa una de las obras más significativas del sistema eléctrico regional. Esta línea, construida con tecnología de 500 kV y una extensión de 176 kilómetros, fue puesta en servicio en junio de 2007, operando inicialmente a una tensión de 220 kV.

Posteriormente, con la culminación de la Estación Transformadora (ET) Nueva San Juan 500/132/33 kV en el año 2016, se concretó su energización plena a 500 kV, lo que permitió consolidar un nodo estratégico de alta capacidad y robustez en la red nacional. Esta obra aseguró el abastecimiento eléctrico de toda la provincia de San Juan con una proyección de cobertura estimada para al menos los próximos 25 años.

La conexión entre las provincias de San Juan y Mendoza no solo fortaleció el vínculo eléctrico regional, sino que también incrementó la seguridad y estabilidad del Sistema Argentino de Interconexión (SADI).

En términos financieros, la ejecución de la línea fue posible mediante un es-

quema de cofinanciamiento: el 70% de los recursos fue aportado por el Estado Nacional, mientras que la Provincia de San Juan contribuyó con el 30% restante.

Por su parte, la inversión requerida para la energización definitiva en 500 kV de las estaciones transformadoras fue cubierta en un 51% por la Provincia y en un 49% por la Nación, reflejando un compromiso conjunto para el desarrollo estratégico del sector eléctrico.



Línea de Extra Alta Tensión 500 kV
MENDOZA - SAN JUAN
Entró en servicio en Junio de 2007



Estación Transformadora **NUEVA SAN JUAN 500 kV** Entró en servicio en Octubre de 2016

4.2 Interconexión Eléctrica 500 kV San Juan – Rodeo

La Interconexión Eléctrica 500 kV San Juan – Rodeo constituye un proyecto estratégico para el fortalecimiento del sistema de transmisión de Extra Alta Tensión en el noroeste de la provincia. La obra contempló la construcción de 162 kilómetros de línea eléctrica y la instalación de la Estación Transformadora (ET) Rodeo, ambas integradas al Sistema Argentino de Interconexión (SADI). Puesta en servicio en el año 2021, actualmente este sistema opera a una tensión de 132 kV, permitiendo ya una mejora sustancial en la calidad y confiabilidad del suministro en la región. No obstante, la finalización y puesta en funcionamiento de la playa de 500 kV en la ET Rodeo permitirá escalar la capacidad de transmisión, habilitando la evacuación eficiente de grandes volúmenes de generación renovable provenientes del Valle Andino, así como también el abastecimiento de futuras grandes demandas industriales, mineras y residenciales de la zona.

Esta interconexión aportará además una segunda vinculación de la provincia de San Juan con el SADI, proyectada a través de la ET La Rioja Sur o, mediante la futura ET Chaparro en 500 kV. Su impacto territorial es significativo, ya que refuerza el suministro eléctrico en los departamentos de Iglesia, Jáchal, Calingasta y Valle Fértil, al tiempo que habilita la conexión de los parques solares fotovoltaicos del Corredor Andino con el sistema nacional, facilitando su integración plena al mercado eléctrico mayorista.

La financiación de la primera etapa construida, se estructuró de manera equitativa con un aporte del 50% por parte del Estado Nacional y el 50% restante proveniente de fondos provinciales canalizados a través del Programa PIEDE y de la Línea de 500 kV, reflejando una clara estrategia de desarrollo compartido y sostenible para el sector energético.



Interconexión Eléctrica **NUEVA SAN JUAN - RODEO** entró en servicio en 2021

4.3. Interconexión Eléctrica Departamento Calingasta

La interconexión eléctrica del Departamento Calingasta, puesta en servicio en el año 2011, representó un hito clave en la integración energética del oeste sanjuanino al Sistema Interconectado Provincial (SIP). Esta obra permitió incorporar al sistema eléctrico a importantes zonas del departamento de Calingasta, como Barreal y Tamberías, eliminando la dependencia de la generación térmica localizada en Tamberías y mejorando significativamente la calidad y estabilidad del suministro en toda la región.

El proyecto incluyó la ejecución de diversas obras de infraestructura eléctrica de envergadura:

- Línea de Extra Alta Tensión (LEAT) Rodeo/Iglesia – Calingasta, con 96 km de extensión, actualmente operativa a 132 kV. Esta línea está diseñada para su futura operación a 500 kV, una vez concluidas las adecuaciones necesarias en las estaciones transformadoras Rodeo y Calingasta, lo que permitirá establecer una nueva interconexión de Extra Alta Tensión con la provincia de Mendoza, además de reforzar el abastecimiento eléctrico en zonas con potencial desarrollo productivo e industrial.

- Estación Transformadora Provincial BAUCHACETA 132/33/13.2 kV - 15 MW, fue construida 8 km al Sur de la Localidad de Bella Vista, en el Departamento de Iglesia, en un predio colindante con la Estación Transformadora Rodeo/Iglesia 500/220/132 kV. La misma recibe y evacúa la potencia generada por los diferentes proyectos solares de la zona.

- Línea de Alta Tensión (LAT) Jáchal – Cuesta del Viento – Bauchaceta, de 80 km de longitud y operativa a 132 kV, destinada a mejorar la conexión y confiabilidad del suministro en áreas estratégicas del norte provincial.

- Estación Transformadora (ET) Calingasta 132/33 kV - 30 MVA, que actúa como nodo de transformación y distribución clave para la región.

La Provincia de San Juan y el Estado Nacional, en el Convenio Marco de fecha 18/06/2009, consideraron de especial relevancia la construcción del vínculo con tecnología de 500 kV, expresando en el convenio mencionado el interés común de ambas partes (Estado Nacional y Provincial) en la concreción de la obra denominada "SISTEMA ELÉCTRICO EN EXTRA ALTA TENSIÓN RODEO – CALINGASTA". Las obras se ejecutaron con tecnología de 500 kV, operando actualmente en 132 kV.

La integración de las obras acordadas y conjuntamente financiadas al Sistema Argentino de Interconexión (SADI), posibilitaría la evacuación de la generación vinculada a los proyectos hidroeléctricos, eólicos y fotovoltaicos previstos para el área de influencia, mejorando la seguridad y confiabilidad del abastecimiento de la demanda eléctrica en la República Argentina, teniendo en cuenta las restantes obras de ampliación de las instalaciones en Extra Alta Tensión del SADI.



Línea de Extra Alta Tensión Tecnología
en 500 kV **CALINGASTA RODEO - IGLESIA**
Entró en servicio en Noviembre de 2011

Línea de 132 kV
JÁCHAL RODEO - IGLESIA
Entró en servicio en Noviembre de 2011



4.4. Interconexión Eléctrica 132 kV Departamento Valle Fértil

La Interconexión Eléctrica 132 kV Valle Fértil constituye una obra estratégica para la integración del sector oriental de la Provincia de San Juan al sistema de Alta Tensión, garantizando un suministro eléctrico confiable y continuo en una zona con gran valor turístico, ambiental y productivo. Esta intervención permitió vincular el Departamento de Jáchal con las Estaciones Transformadoras Huaco e Ischigualasto, ubicadas en el este provincial, y eliminar la generación térmica que anteriormente abastecía a la localidad de San Agustín de Valle Fértil, elevando así la eficiencia energética y reduciendo las emisiones locales.

El proyecto comprendió el desarrollo de un conjunto de obras clave:

- Línea de Alta Tensión (LAT) 132 kV Jáchal – Huaco – Gualcamayo, que permite una conexión robusta y segura entre nodos estratégicos del sistema y el abastecimiento de demandas al norte de la localidad de Jáchal.
- Estación Transformadora (ET) Ischigualasto 132/33/13,2 kV - 15 MVA, emplazada a 1.200 metros de altura. Esta estación fue diseñada con un enfoque integral de sustentabilidad y minimización del impacto ambiental, dada su localización en una zona de alto valor paisajístico y turístico. En este sentido, se adoptaron criterios de optimización espacial que incluyeron un esquema simplificado de conexión (campo de línea y transformador integrados), además del uso de celdas compactas aisladas en hexafluoruro de azufre (SF₆), alojadas dentro de una sala de comando y tableros de operación unificados.
- Estación Transformadora Huaco 132/33/13,2 kV - 10 MVA. Esta ET se encuentra estratégicamente ubicada sobre la Ruta Nacional 40, en la localidad de Huaco, departamento Jáchal. Posee una playa de 132 kV desde la cual se derivan las líneas que alimentan a Valle Fértil y Gualcamayo, desde su vinculación con la ET Jáchal, consolidando la red de Alta Tensión en el norte y este provincial.

Esta interconexión no solo amplía y refuerza la infraestructura eléctrica en una zona históricamente aislada, sino que además mejora la confiabilidad del suministro, habilita el desarrollo de actividades productivas y turísticas, y se inscribe en una política energética provincial comprometida con la sustentabilidad y la equidad territorial.



Línea de 132 kV
HUACO - ISCHIGUALASTO
Entró en servicio en Mayo de 2012



Estación Transformadora **HUACO** Entró en servicio en Agosto de 2010

4.5. Anillo 132 kV Gran San Juan

El proyecto del Anillo 132 kV del Gran San Juan constituye una intervención estratégica en la expansión y modernización del sistema de Alta Tensión en la región metropolitana de la provincia y los departamentos aledaños al gran San Juan. Esta infraestructura eléctrica integral permite vincular el este (ET Caucete, ET Rawson-Pocito) con el oeste (ET La Bebida, ET Punta de Rieles y ET Albardón-Chimbas), generando un sistema mallado con múltiples puntos de alimentación y redundancia operativa. Esta configuración incrementa notablemente la confiabilidad y flexibilidad de la red, permitiendo además gestionar con mayor eficiencia la demanda creciente de energía.

La red fue diseñada en configuración de doble terna de 132 kV, con estaciones transformadoras nuevas y preexistentes que actúan como nodos estratégicos de transformación y distribución. En la actualidad, se avanza con el proyecto del cierre del anillo eléctrico mediante la Interconexión 132 kV Este, el cual ya cuenta con diseño técnico y autorizaciones sectoriales necesarias, completando así un anillo completo de Alta Tensión en torno al Gran San Juan.

Las obras que integran el Anillo de 132

kV Gran San Juan son:

- Centro de Distribución / Estación Transformadora Provincial “La Bebida” 132/33/13,2 kV – 30 MVA

Ubicada en el departamento Rivadavia, contigua a la ET Nueva San Juan 500/132 kV – 450 MVA, esta estación transformadora funciona como un nexo clave entre el Sistema Argentino de Interconexión (SADI) y el Sistema Interconectado Provincial (SIP). Está equipada con un campo de transformación, un campo de acople de barras y siete campos de acometidas de líneas de 132 kV. En los niveles de 33 kV y 13,2 kV dispone de cinco celdas metálicas interiores por nivel, montadas dentro del edificio de comando especialmente diseñado para esta función. Su relevancia radica en la cantidad de líneas que convergen en esta ET, lo que la posiciona como un centro neurálgico para la distribución energética provincial.

- Estación Transformadora Albardón-Chimbas 132/33/13,2 kV – 45 MVA

Esta estación, de configuración simple barra, cuenta con nueve campos de 132 kV (ocho de línea y uno de transformación con un equipo de 45/45/30 MVA), y alimentadores de 33 y 13,2 kV destinados a abastecer los departamentos Al-

bardón y Chimbas. Se encuentra interconectada con la ET La Bebida, ET CAVIC, ET Punta de Rieles y ET Jáchal, integrando así una red robusta en el norte del Gran San Juan.

- Estación Transformadora Rawson-Pocito 132/33/13,2 kV – 45 MVA

También de configuración simple barra, esta estación dispone de cinco campos de 132 kV (cuatro de línea y uno de transformación con un equipo de 45/45/30 MVA). Sus alimentadores en 33 y 13,2 kV abastecen las zonas aledañas de los departamentos Rawson y Pocito. Está interconectada con la ET La Bebida, ET Caucete y ET Villa Krause, consolidando el abastecimiento en el eje sur del área metropolitana.

- Línea de Múltiples Ternas entre la ET La Bebida y las ET Punta de Rieles y Albardón-Chimbas

La Línea Cuádruple Ternas de 132 kV representa una obra de envergadura para el fortalecimiento del sistema de transmisión provincial. Esta línea permite canalizar eficientemente la potencia proveniente de la ET Nueva San Juan 500 kV hacia los departamentos del norte y oeste de la provincia, mejorando así la calidad del servicio eléctrico.



En su primer tramo, la línea se extiende desde la ET La Bebida hasta las inmediaciones del camping “El Pinar”, con una configuración de cuatro ternas (12 conductores) montadas sobre estructuras metálicas reticuladas. Esta solución técnica permite consolidar un solo corredor de transmisión con una capacidad estimada de 600 MW.

Desde ese punto se bifurcan, dos ternas a la ET Punta de Rieles y dos ternas a la ET Albardón-Chimbas.

Estas líneas completan el esquema de mallado que asegura redundancia operativa, reduce las pérdidas y aumenta la capacidad de transferencia de energía eléctrica en el Gran San Juan, consolidando un sistema de Alta Tensión moderno, seguro y escalable.



Línea Múltiples Ternas
**LA BEBIDA - PUNTA DE RIELES y
ALBARDÓN/CHIMBAS**
Entró en servicio en diciembre de 2015



Centro de Distribución
E.T. Provincial LA BEBIDA
Entró en servicio en diciembre de 2015.



Estación Transformadora
ALBARDÓN-CHIMBAS
Entró en servicio en marzo de 2017.



Estación Transformadora
RAWSON-POCITO
Entró en servicio en abril de 2017.

4.6. Interconexión Eléctrica 132 kV – Sur de San Juan

Con el objetivo de fortalecer el sistema eléctrico en el sur provincial y acompañar el crecimiento de la generación renovable, se encuentra en desarrollo un conjunto de obras que permitirán consolidar una red de alta tensión moderna, confiable y con capacidad de expansión.

El proyecto contempla la construcción de la nueva Estación Transformadora San Juan Sur 132/33/13,2 kV, junto con una línea de Alta Tensión en configuración de doble terna, diseñada para asegurar redundancia en la alimentación eléctrica de la región. Esta infraestructura, una vez energizada, permitió mejorar sustancialmente la calidad y confiabilidad del suministro en los departamentos del sur de la provincia, al tiempo que habilita nuevos puntos de conexión al Sistema Interconectado Provincial.

En forma complementaria, se está ejecutando la repotenciación de la Estación Transformadora Cañada Honda, una instalación clave para el sistema energético del sur sanjuanino.

Estas obras integradas conforman un esquema técnico robusto, que no solo refuerza el abaste-

cimiento local, sino que además prepara la red para la incorporación de nuevos parques de generación fotovoltaica, como el Parque Solar Fotovoltaico Retamito - 30 MW y el Parque Solar San Juan Sur - 99 MW, enmarcados en la estrategia provincial de impulso a las energías limpias.

Esta intervención se inscribe en la planificación energética de mediano y largo plazo de San Juan, que busca asegurar la transición hacia una matriz sustentable, descentralizada y territorialmente equilibrada.

Este conjunto de obras se encuentra desarrollado en el capítulo de Calidad de Servicio de la zona Sur de la Provincia de San Juan, integrante del presente informe.

4.7. Abastecimiento en Media Tensión en 33 kV y 13.2 kV – Provincia de San Juan

Se llevaron a cabo importantes obras de expansión y mejora del abastecimiento eléctrico en niveles de Media Tensión (33 kV y 13,2 kV), orientadas a ampliar la cobertura territorial, atender nuevas demandas y acompañar el desarrollo productivo y social de diversas regiones de la provincia.

Entre las obras más relevantes ejecutadas, se

destacan las siguientes Líneas de Media Tensión:

- LMT Sierras de Chávez / Sierras Elizondo
- LMT Zona Sur de Barreal
- LMT Sarmiento Sur
- LMT Pampa del Chañar

Estas líneas permitieron extender el servicio eléctrico a zonas rurales y de difícil acceso, brindando mayor seguridad operativa, estabilidad del sistema y mejor calidad de suministro en áreas históricamente postergadas.

Además, se ejecutaron obras estratégicas como el abastecimiento eléctrico al perillago de Punta Negra, mediante el tendido de líneas de 33 kV y 13,2 kV, junto a distribuidores y la construcción de la Estación Transformadora “La Toma” 33/13,2 kV – 20 MVA, infraestructura clave para sostener el crecimiento urbano y turístico en esa zona.

En el mismo sentido, se desarrollaron proyectos específicos como la alimentación al nuevo Servicio Penitenciario Provincial, y una serie de iniciativas financiadas que incluyen el soterramiento de redes eléctricas (media y baja tensión) en la ampliación de la Ruta Provincial

N°12, y la ejecución de las obras eléctricas necesarias para el Parque Industrial de Tecnologías Ambientales Renovables (PITAR).

Estas intervenciones responden a una política energética provincial orientada a dotar de infraestructura eléctrica moderna, segura y sustentable a todo el territorio, asegurando igualdad de acceso al servicio público y acompañando las dinámicas de crecimiento local, productivo y ambiental.



Electrificación de las Sierras de Chávez y de Elizondo – Valle Fértil.

En servicio desde el 12/07/2023

RESUMEN DE PROYECTOS DE INFRAESTRUCTURA Y SU ESTADO:			
Proyecto	Impacto de la obra	Inversión Comprometida a la fecha (Millones USD)	Estado de Ejecución
Línea 500 KV Mendoza-San Juan (*)	Abastecimiento troncal de la Provincia de San Juan.	67,39	Obra terminada
ET Cañada Honda	Abastecimiento zona Sur Oeste de la Provincia de San Juan	4,40	Obra terminada
Línea Jachal-Huaco, Línea Huaco-Gualcamayo, ET Huaco 132/13,2kV y Amp. ET Jachal (**)	Abastecimiento zona Nor Este de la Provincia de San Juan	26,93	Obra terminada
ET Ischigualasto y ampliación 132 KV ET Huac Línea 132 kV Huaco Ischigualasto	Abastecimiento zona Este de la Provincia de San Juan	24,99	Obra terminada
Línea de Extra Alta Tensión Rodeo - Calingasta y obras conexas (***)	Abastecimiento Zona Oeste San Juan	63,93	Obra terminada
Estación Transformadora Calingasta 132/33 kV	Abastecimiento Zona Oeste San Juan	6,10	Obra terminada
Estación Transformador "Nueva San Juan" 500 kV (****)	Abastecimiento troncal de la Provincia de San Juan.	61,36	Obra terminada
Estación Transformadora 132 kV Albardón Chimbás	Mejora de la calidad del servicio en zona Norte Gran San Juan	10,47	Obra terminada

RESUMEN DE PROYECTOS DE INFRAESTRUCTURA Y SU ESTADO:			
Proyecto	Impacto de la obra	Inversión Comprometida a la fecha (Millones USD)	Estado de Ejecución
Estación Transformadora 132 kV Rawson Pocito	Mejora de la calidad del servicio en zona Sur Gran San Juan	8,87	Obra terminada
Estación Transformadora 132 kV La Bebida y obras conexas	Mejora de la calidad del servicio en zona Oeste Gran San Juan	36,28	Obra terminada
Línea de Alta Tensión 132 kV La Bebida - Albardón Chimbas	Mejora de la calidad del servicio en zona Nor-Oeste Gran San Juan	6,65	Obra terminada
Línea de Alta Tensión 132 kV La Bebida - Rawson Pocito	Mejora de la calidad del servicio en zona Sur Gran San Juan	11,80	Obra terminada
Cable Subterráneo 132 kV La Bebida Trinidad	Mejora de la calidad del servicio casco Céntrico Gran San Juan	7,35	Obra terminada
Soterramiento Línea de Alta Tensión Ruta 40 Norte	Seguridad Pública en zona de Nueva Autopista	10,57	Obra terminada
Ampliación Estación Transformadora San Juan 132 kV	Mejora de la calidad del servicio casco Céntrico Gran San Juan	4,35	Obra terminada
Línea de Extra Alta Tensión Nueva San Juan - Rodeo/ Iglesia y obras conexas	Abastecimiento Zona Norte San Juan	86,79	Obra terminada



RESUMEN DE PROYECTOS DE INFRAESTRUCTURA Y SU ESTADO:			
Proyecto	Impacto de la obra	Inversión Comprometida a la fecha (Millones USD)	Estado de Ejecución
Línea de Alta Tensión en cuatriterna 132 kV La Bebida - Albardón Chimbás y Doble Terna Punta de Rieles	Mejora de la calidad del servicio Zona Nor Oeste Gran San Juan	8,04	Obra terminada
Estación Transformadora 132 kV Bauchaceta	Mejora de la calidad del servicio Zona Norte San Juan e inyección generación solar	9,71	Obra terminada
Obras en Media y Baja Tensión en el Departamento Cauce	Mejora de la Calidad del Servicio en cabecera Departamental	0,76	Obra terminada
Obras línea nuevo Servicio Penitenciario	Abastecimiento al nuevo edificio del servicio penitenciario	0,93	Obra terminada
Estación Transformadora San Juan Sur 132/33/13,2 kV	Mejora de la Calidad del Servicio en zona Sur de San Juan	5,58	Obra terminada
Abastecimiento en 33 kV pozos Pampa del Chañar	Mejora calidad del servicio en Departamento Jáchal	2,36	Obra terminada
Abastecimiento en 13,2 kV Sierras de Chávez y Sierras de Elizondo.	Abastecimiento zona rural aislada	3,52	Obra terminada
Abastecimiento en 33 kV Zona Sur de Barreal	Mejora abastecimiento eléctrico Barreal y Observatorios Astronómicos	5,34	Obra Reformulada

RESUMEN DE PROYECTOS DE INFRAESTRUCTURA Y SU ESTADO:			
Proyecto	Impacto de la obra	Inversión Comprometida a la fecha (Millones USD)	Estado de Ejecución
Ampliación 2º Banco de Transformación ET Cañada Honda	Abastecimiento zona Sur Oeste de la Provincia de San Juan	5,59	Obra terminada
Adquisición 2º Transformador ET Nueva San Juan 500/132 KV	Abastecimiento troncal de la Provincia de San Juan.	18,69	Obra en ejecución, avance aproximadamente 40%
Mejoramiento Calidad de Servicio Depto. CALINGASTA		4,66	Obra en ejecución
Otras obras de abastecimiento eléctrico	Mejoras y estudios eléctricos (incluye traslados 33 kV, estudios varios, aplicaciones, etc.)	35,03	Obra terminada
Total invertido a la fecha (millones de USD)		538,438	

5. CONTEXTO DE INVERSIÓN EN EL SECTOR ELÉCTRICO DE SAN JUAN.

Transparencia en el manejo de los Fondos Públicos.

Tanto el Fondo PIEDE como el Fondo Línea de 500 kV, creados ambos por Leyes

Provinciales, tienen como objeto exclusivo la financiación de obras eléctricas para mejorar el servicio eléctrico en San Juan.

Los proyectos detallados precedentemente, que

integran la potente red eléctrica de San Juan, son ejemplos concretos de cómo se han invertido los recursos integrados en la infraestructura eléctrica provincial, beneficiando a diversas regiones y sectores de



la sociedad sanjuanina.

La concreción de vínculos en extra alta tensión, la ampliación de estaciones transformadoras, la construcción de nuevas líneas de alta y media tensión, y la interconexión de sistemas aislados, son todas iniciativas que responden directamente a los objetivos legales de los Fondos constituidos.

Es fundamental reiterar que la legalidad de la percepción e inversión de caudales públicos realizada en las cuentas de los Fondos PIEDE y Línea de 500 kV, para todos los ejercicios fiscales desde su creación, han sido aprobadas por el Tribunal de Cuentas de la Provincia de San Juan, lo que permite concluir sin duda alguna en el alto nivel de transparencia y rendición de cuentas en la gestión de estos recursos públicos.

Los recursos de los Fondos PIEDE y Línea de 500 kV, ejemplo de cooperación privada / pública, se invierten en proyectos clave para el suministro eléctrico.

La inversión privada desempeña un papel crucial en el desarrollo económico general, presentando el sector de la infraestructura eléctrica en la Provincia de San Juan desafíos particulares que dificultan la dependencia exclusiva del capital privado.

De hecho, la propia Distribuidora Concesionaria del Servicio Público de Distribución de Electricidad en la Provincia de San Juan, Naturgy San Juan S.A., en su propuesta tarifaria para el quinquenio 2026-2031, ha afirmado que "... el estudio tiene en cuenta que las obras de Subtransmisión que involucran el nivel de 132 kV son efectuadas por el Fondo PIEDE como parte del Plan Director de Obras aprobado."

Es decir, la empresa de capitales privados, se respalda en el Fondo PIEDE para la concreción de proyectos de infraestructura en alta tensión, quitando presión a la suba de las tarifas eléctricas.

Cooperación privada / pública y panorama de Inversión.

La interrupción de mecanismos exitosos de financiamiento con cooperación privada / pública prevista para 2028, podría tener consecuencias negativas profundas para la Provincia de San Juan.

La afirmación generalizada de la aversión de los inversores privados a tomar riesgos en Argentina, o si lo toman, con niveles tarifarios muy elevados, refleja una realidad compleja que requiere un análisis detallado.

En tal sentido, el "Riesgo País" de Argentina, que mide la probabilidad de que el país no cumpla con sus obligaciones de deuda soberana, tiene un impacto significativo en la confianza de los inversores y en el costo del capital.

Los altos niveles de Riesgo País se traducen en mayores costos de financiamiento tanto para el gobierno como para las empresas privadas, lo que hace que los proyectos de infraestructura a gran escala y con largos períodos de recuperación de la inversión sean menos atractivos para los inversores privados, a menos que puedan asegurar retornos muy altos para compensar el riesgo percibido.

La volatilidad de la economía argentina, incluyendo la inflación y las fluctuaciones cambiarias, añade incertidumbre y desalienta aún más la inversión privada en sectores con horizontes de inversión a largo plazo.

Los significativos déficits de inversión en infraestructura en Argentina sugieren un desafío más amplio para atraer capital suficiente, tanto público como privado, a este sector. Para atraer inversión, San Juan necesita ofrecer mayor previsibilidad y estabilidad.

La incertidumbre regulatoria y los

cambios frecuentes en las normas pueden desalentar la inversión privada a largo plazo en el sector energético. Así, los inversores prefieren un marco regulatorio estable y predecible para tomar decisiones informadas sobre inversiones a largo plazo.

La regulación de las tarifas eléctricas también puede limitar la rentabilidad de las inversiones privadas, especialmente si las tarifas no se ajustan adecuadamente para cubrir los costos y proporcionar un retorno razonable.

La Provincia de San Juan es tomada como permanente ejemplo de exitosas reformas regulatorias en el sector eléctrico argentino, donde la intervención pública en el sector eléctrico ha resultado virtuosa, conteniendo los niveles tarifarios a niveles asimilables por la población, sin deteriorar la calidad del servicio.

La reciente “Ley Bases” introduce cambios significativos en el sector energético, con impactos potenciales positivos para la inversión, como el “Régimen de Incentivo para Grandes Inversiones” (RIGI); sin embargo, persisten incertidumbres importantes en áreas como la formación de precios y la seguridad del suministro interno, lo que podría generar cautela entre los inversores privados en lo que respecta a la infraestructura eléctrica,

especialmente en transmisión y distribución.

La infraestructura eléctrica esencial, particularmente las líneas de transmisión de alta tensión y las subestaciones principales, exhibe características de un bien público, requiriendo elevadas inversiones de capital inicial, con períodos de recuperación largos, generando amplios beneficios sociales que pueden no ser capturados completamente por los inversores privados a través de las tarifas.

Las consecuencias sociales y económicas de un suministro eléctrico poco confiable son demasiado significativas para dejarlas únicamente al “apetito de riesgo” de las empresas privadas.

El estado tiene una responsabilidad fundamental de garantizar un suministro de energía eléctrica confiable y asequible para sus ciudadanos, comercios, e industrias, lo que requiere la vigencia de mecanismos de financiamiento público como el Fondo PIEDE y el Fondo Línea de 500 kV.

6. APRENDIENDO DE LA EXPERIENCIA: CONSECUENCIAS DE LA FALTA DE INVERSIÓN EN INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA.

Casos de Estudio en Argentina:

En Argentina, la falta de inversión en infraestructura

eléctrica ha tenido consecuencias directas en la calidad del servicio y ha provocado interrupciones y cortes de energía en diversas regiones.

Los apagones generalizados que afectaron a millones de usuarios en distintas zonas del país en 2024 y 2025, que pueden hasta profundizarse en los años venideros, son un claro ejemplo de los efectos de la falta de inversión. Estas contingencias ocasionaron caos y pérdidas económicas, incluyendo interrupciones en el transporte, cierre de comercios e impactos en servicios esenciales.

Expertos del sector energético han advertido que el sistema eléctrico argentino se encuentra al borde del colapso debido a la obsolescencia de la infraestructura y la falta de inversión.

El Gobierno Nacional ha implementado diversas medidas para abordar la situación, incluyendo aumentos tarifarios sustanciales, que promuevan la ejecución de las mejoras necesarias en la infraestructura eléctrica, las que de cualquier manera tardarán años en materializarse, y afectarán a todas las personas usuarias del país, dado el carácter sistémico, no aislado, del abastecimiento eléctrico.

San Juan ha “hecho sus deberes”, integrando cuantiosas inversiones



para el fortalecimiento de la conexión de la Provincia al Sistema Argentino de Interconexión, y para garantizar el abastecimiento de la demanda en las redes Provinciales, liderando además el desarrollo como de fuentes de energía renovable no convencional, aprovechando plenamente el potencial solar.

Otros países de América Latina y el Caribe han enfrentado crisis energéticas debido a la inversión inadecuada en infraestructura eléctrica. Las significativas pérdidas anuales debido al robo de electricidad y problemas técnicos en la región, a menudo exacerbadas por la falta de inversión, son un problema común.

En un contexto más amplio, la falta de acceso a la energía en los países en desarrollo tiene graves consecuencias para la educación, la salud, las oportunidades económicas y la calidad de vida en general, pudiendo llevar la falta de inversión a una mayor dependencia de los subsidios gubernamentales, creando un círculo vicioso que dificulta las mejoras necesarias en la infraestructura.

7. BENEFICIOS CONCRETOS DE LAS POLÍTICAS INSTRUMENTADAS EN SAN JUAN.

Los Fondos PIEDE y Línea de 500 kV

están financiando actualmente proyectos críticos que son esenciales para mejorar la infraestructura eléctrica de San Juan.

Deben preverse las medidas legales y regulatorias necesarias en los años siguientes, con visión de mediano plazo, para evitar conducir al abandono o a retrasos significativos en la finalización de obras vitales para el abastecimiento eléctrico, poniendo en peligro los beneficios previstos para la provincia.

Es indispensable garantizar un flujo continuo de inversión para modernizar la infraestructura existente y garantizar su confiabilidad y eficiencia a largo plazo.

Los proyectos financiados por los Fondos PIEDE y Línea de 500 kV contribuyen directamente a un suministro de energía eléctrica más confiable y estable para hogares, comercios e industrias en San Juan.

Las ampliaciones actualmente en desarrollo son cruciales para garantizar la seguridad energética y reducir el riesgo de apagones generalizados. Las mejoras y expansiones en líneas y estaciones de 132 kV aumentan la capacidad de la red de distribución y mejoran la calidad del servicio a nivel local.

Lo anterior es aún más relevante ante el esperado despegue de la economía sanjuanina luego de la concreción de las importantes inversiones en proyectos mineros, que llevarán de la mano un crecimiento extra tendencial de la demanda eléctrica, requiriendo adelantar inversiones para asegurar el abastecimiento.

En efecto, un suministro de energía eléctrica confiable y asequible es un requisito fundamental para el crecimiento y el desarrollo económico.

En paralelo, el sistema de financiamiento actual contempla exenciones para proteger a personas usuarias en situación de vulnerabilidad, ayudando a mantener las tarifas eléctricas a un nivel más asequible en comparación con un escenario en el que toda la inversión en infraestructura dependiera de empresas privadas que buscan altos rendimientos, priorizándose de esta manera el acceso universal a la electricidad para la equidad social y el desarrollo.

Sin embargo, pueden plantearse objeciones a la extensión de impuestos, como preocupación por la carga sobre los contribuyentes, la eficiencia del gasto público o el potencial de mala gestión de los Fondos. También pueden plantearse argumentos en contra de las obras públicas en general.

El contexto económico actual de austeridad fiscal y la eliminación de algunos Fondos federales para infraestructura vienen a influir en el debate.

Sin embargo, debe necesariamente destacarse el éxito de las políticas instrumentadas en San Juan, su sólida rendición de cuentas y transparencia financiera de los Fondos gestionados, además del resultado tangible de los Fondos en términos de proyectos de infraestructura esenciales completados y en curso, lo que demuestra la eficiencia y efectividad de este gasto público.

También es de destacar la creación significativa de empleo genuino asociada con los proyectos de construcción financiados por estos mecanismos, evitando depender únicamente de la inversión privada.

El inconmensurable costo de la inacción, en términos de posibles apagones y interrupciones económicas, debe activar las alarmas necesarias para la discusión necesaria respecto de los medios de inversión a instrumentar en los años que vienen.

8. REFLEXIONES FINALES.

- Los Fondos PIEDE y Línea de 500 kV representan exitosas políticas de financia-

miento eficiente y transparentes de caudales públicos en cooperación público / privada.

- Los mayores aportantes a los Fondos han sido los beneficiarios directos de las ampliaciones (empresas mineras y productivas), el Estado Nacional y el Estado Provincial, habiéndose adoptado políticas activas de protección de las personas usuarias vulnerables, que están eximidas por Ley de realizar aportes.

- Los Fondos PIEDE y Línea de 500 kV tienen el potencial de apalancar la inversión privada para el desarrollo de infraestructura eléctrica, debiendo preverse las mecánicas de integración de inversiones estratégicas para el futuro de San Juan, generando beneficios económicos y sociales a largo plazo para todos los ciudadanos y empresas de la Provincia, garantizándose las condiciones para una infraestructura eléctrica confiable y moderna.



OBRAS DE INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA EN EJECUCIÓN O EJECUTADAS AÑOS 2025 - 2026

Obras en Extra Alta Tensión

- *Ampliación de la Capacidad de Transformación ET Nueva San Juan 500/132/33 kV*

Obras en Alta y Media Tensión en el Sur de la Provincia

- *Ampliación Estación Transformadora “Cañada Honda”*
- *Nueva Línea de Alta Tensión 132 kV Doble Terna, desde su punto de conexión con la LAT 132 kV “Rawson/Pocito - La Bebida”, ubicada en calle 7, Departamento Pocito, hasta su terminal en la ET “San Juan Sur”*
- *Estación Transformadora “San Juan Sur”*
- *Abastecimiento en 33 kV Zona Sur del Departamento de Sarmiento*
- *Nuevo Alimentador 33 kV*

Plan de obras para la mejora de la Calidad del Servicio en el Departamento Calingasta

Proyectos Desarrollados en el E.P.R.E.

- *Interconexión 132 kV ESTE Gran San Juan*

OBRAS DE INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA EN EJECUCIÓN O EJECUTADAS AÑOS 2025 - 2026

• Obras de Infraestructura Eléctrica en ejecución o ejecutadas Años 2025 - 2026

La obras son ejecutadas con la utilización exclusiva y eficiente de fondos provenientes del Fondo Especial para la Línea de Interconexión en 500 kV entre Mendoza y San Juan (Ley Provincial N.º 789-A) y del Fondo del Plan de Infraestructura Eléctrica Provincial para el Desarrollo Socioeconómico y Productivo (PIEDE) (Ley Provincial N.º 863-A).

OBRAS EN EXTRA ALTA TENSIÓN

Ampliación Capacidad de Transformación ET Nueva San Juan 500/132/33 kV

Actualmente, se encuentra en plena ejecución la Ampliación de la Estación Transformadora Nueva San Juan 500/132/33 kV, considerada la obra eléctrica más relevante del Sistema Eléctrico Provincial.

Esta obra estratégica y crucial permitirá duplicar la capacidad de transformación, pasando de 450 a 900 MVA, asegurando no solo el abastecimiento de la demanda actual y futura de los usuarios de la provincia, sino también la evacuación de toda la energía generada en el territorio pro-

vincial hacia el Sistema Argentino de Interconexión (SADI).

El primer paso para concretar esta ampliación fue la adquisición de un nuevo transformador trifásico de potencia de 500/132/34,5 kV - 450 MVA, componente clave e imprescindible del proyecto. Este equipo se encuentra actualmente en proceso avanzado de fabricación por parte de la empresa argentina Tadeo Czerweny S.A., y su entrega está prevista para mediados del 2026. El costo de este equipo es de 19 millones de U\$D (IVA incluido).

En paralelo, se avanza con el proceso de contratación de la empresa que tiene a cargo la ejecución integral de la obra. En ese marco, se concretó la apertura del Sobres N° 1 (ofertas Técnica, Legal y Contable) correspondiente a la Licitación de la Ampliación de la ET Nueva San Juan – Segundo Banco de Transformación de Potencia 450 MVA - 500/132/33 kV, que contó con la participación de cuatro oferentes nacionales.

La obra finalmente fue adjudicada y contratada con la empresa TECEN Consorcio de Cooperación, solo realizándose el ITEM 1 de la misma que incluye todas las obras civiles y electromecánicas

necesarias para la incorporación del Nuevo Banco de Transformadores de 500/132kV. El costo de este ITEM es de 14 millones de U\$D (IVA incluido).

El proyecto se encuentra en plena ejecución civil, avanzando con la elaboración de la ingeniería de detalle y la adquisición de equipos, y proyectándose el inicio de montaje electromecánico para mediados del 2026. La puesta en marcha de toda la ampliación se prevé a fines de enero del 2027.





ampliación ET Nueva San Juan 500 kV



ampliación ET Nueva San Juan 500 kV

ampliación ET Nueva San Juan 500 kV





ampliación ET Nueva San Juan 500 kV

ampliación ET Nueva San Juan 500 kV





ampliación ET Nueva San Juan 500 kV

OBRAS EN ALTA Y MEDIA TENSIÓN EN EL SUR DE LA PROVINCIA

Se deben tener en cuenta los antecedentes relacionados con las limitaciones de las instalaciones operadas por Naturgy San Juan S.A. para abastecer el servicio en el Departamento Sarmiento.

Esta situación es analizada exhaustivamente en el capítulo “Calidad de Servicio – Zona Sur de la Provincia de San Juan”. En el mismo se detallan las obras realizadas o en ejecución y los resultados obtenidos a partir de las inversiones realizadas, entre las obras se puede citar:

- Ampliación Estación Transformadora “Cañada Honda”
- Nueva Línea de Alta Tensión 132 kV Doble Terna, desde su punto de conexión con la LAT 132 kV “Rawson/Pocito - La Bebida”, ubicada en calle 7, Departamento Pocito, hasta su terminal en la ET “San Juan Sur”,
- Estación Transformadora “San Juan Sur”
- Abastecimiento en 33 kV Zona Sur del Departamento de Sarmiento

Nuevo Alimentador 33 kV

Plan de obras para la mejora de la Calidad del Servicio en el Departamento Calingasta

La obra tiene como objetivo principal optimizar las condiciones técnicas del sistema eléctrico existente, realizando la readecuación y optimización de las estaciones de 33 kV en la zona de influencia, asegurándose así un abastecimiento confiable para las localidades de Villa de Calingasta, Barreal, Sorocayense y Tamberías.

El proyecto contempla las obras civiles y electromecánicas, así como la provisión de todos los equipos y materiales necesarios para actualización del sistema de 33 kV del Departamento Calingasta.

En el mes de Febrero de 2026, la Licitación Pública N° 01/2026 tuvo por objeto la construcción y provisión de equipamiento integrado en el “Plan de Obras para la Mejora de la Calidad del Servicio en el Departamento Calingasta de la Provincia de San Juan -Villa de Calingasta, Barreal, Sorocayense, Tamberías y localidades cercanas”, definido como parte del “Programa de Remediación Obligatorio y Vinculante” para la mejora de la calidad del servicio eléctrico en el Departamento Calingasta de la Provincia de San Juan.

El 20 de Marzo se procedió a la Apertura de Sobres N° 1. El 14 de Abril de 2026 se realizó la Apertura de los Sobre N° 2.

Firma del Contrato obras para la mejora de la calidad del servicio en el Departamento de Calingasta

Mediante la Resolución E.P.R.E. N° 0536/2026 se adjudicó la Obra para la construcción y provisión de equipamiento integrado en el “Plan de Obras para la Mejora de la Calidad del Servicio en el Departamento Calingasta -Villa de Calingasta, Barreal, Sorocayense, Tamberías y localidades cercanas”, definido como parte del “Programa de Remediación Obligatorio y Vinculante” para la mejora de la calidad del servicio eléctrico en el Departamento Calingasta, en el marco de la LICITACIÓN PÚBLICA NACIONAL N° 01/2026, a la U.T. SINEC S.A. – RESERV S.R.L., por resultar la OFERTA MÁS CONVENIENTE en términos del Pliego de Bases y Condiciones, y en función de los informes emitidos por la Comisión de Evaluación y Preadjudicación.

FIRMA DE CONTRATO: 12/05/2026

CONTRATISTA: UT SINEC S.A. y RESERV S.R.L.

PLAZO DE EJECUCIÓN DE OBRA: 210 DIAS CORRRIDOS

INSPECCION/SUPERVISIÓN: NATURGY SAN JUAN S.A

FUENTES DE FINANCIAMIENTO: Se definirán en Acto Administrativo del E.P.R.E., integrándose aportes económicos de Naturgy San Juan S.A. y del Fondo del Plan de Infraestructura Eléctrica Provincial para el Desarrollo Socioeconómico y Productivo (Fondo PIEDE).

INVERSIÓN: El valor de las obras asciende a un total de \$6.656.134.580,85

LA OBRA

La Obra incluye la ejecución de Construcción y Provisión de Equipamiento para la funcionalización y modernización de:

- a) Subestación Transformadora CALINGASTA 33 y 13,2 kV
- b) Subestación Transformadora TAMBERÍAS 33 y 13,2 kV
- c) Subestación Transformadora BARREAL 33 y 13,2 kV
- d) Subestación Transformadora EL LEONCITO 33 y 13,2 kV

e) Construcción Interconexión entre Distribuidores 13,2 kV Calingasta y Tamberías, que vinculan las ET Calingasta Vieja con la ET Tamberías

f) Construcción Interconexión entre Distribuidores 13,2 kV Distribuidores Tamberías y Barreal que vinculan las ET Tamberías con ET Barreal

g) Obras Complementarias:

- Finalización Nueva LMT Doble Terna 33/13.2 kV entre ET Barreal – ET Leoncito

- Tendido de 16 km cable de fibra empleando todos los apoyos de la nueva LMT 33 kV entre ET Barreal – ET Leoncito.

- Remoción de Equipamientos e Instalaciones a reemplazar por las nuevas obras.

Al realizar estas obras en conjunto con las obras asociadas al plan de mantenimiento de la Distribuidora se garantizará el abastecimiento confiable del Departamento incorporando un sistema eléctrico de media tensión adecuado, telecomandado y vigente.





Apertura de Sobres Licitación Obras de Calingasta

Proyectos Desarrollados en el E.P.R.E.

Interconexión 132 kV ESTE Gran San Juan

Este proyecto, actualmente en una etapa avanzada de desarrollo por parte del E.P.R.E., tiene como objetivo principal el cierre del anillo en 132 kV, este nuevo vínculo sumado a todo el sistema eléctrico en alta tensión en el valle del Tulum que ha desarrollado el E.P.R.E. permitirá el fortalecer el abastecimiento eléctrico en todos los departamentos del ESTE del gran San Juan.

Esta obra estratégica proyectada aportará nuevos vínculos eléctricos robustos y redundantes, permitiendo la mejora sustancial del abastecimiento de los usuarios, al aumentar la seguridad y confiabilidad del suministro eléctrico posibilitando el desarrollo económico en las zonas de influencia.

Las obras diseñadas comprenden:

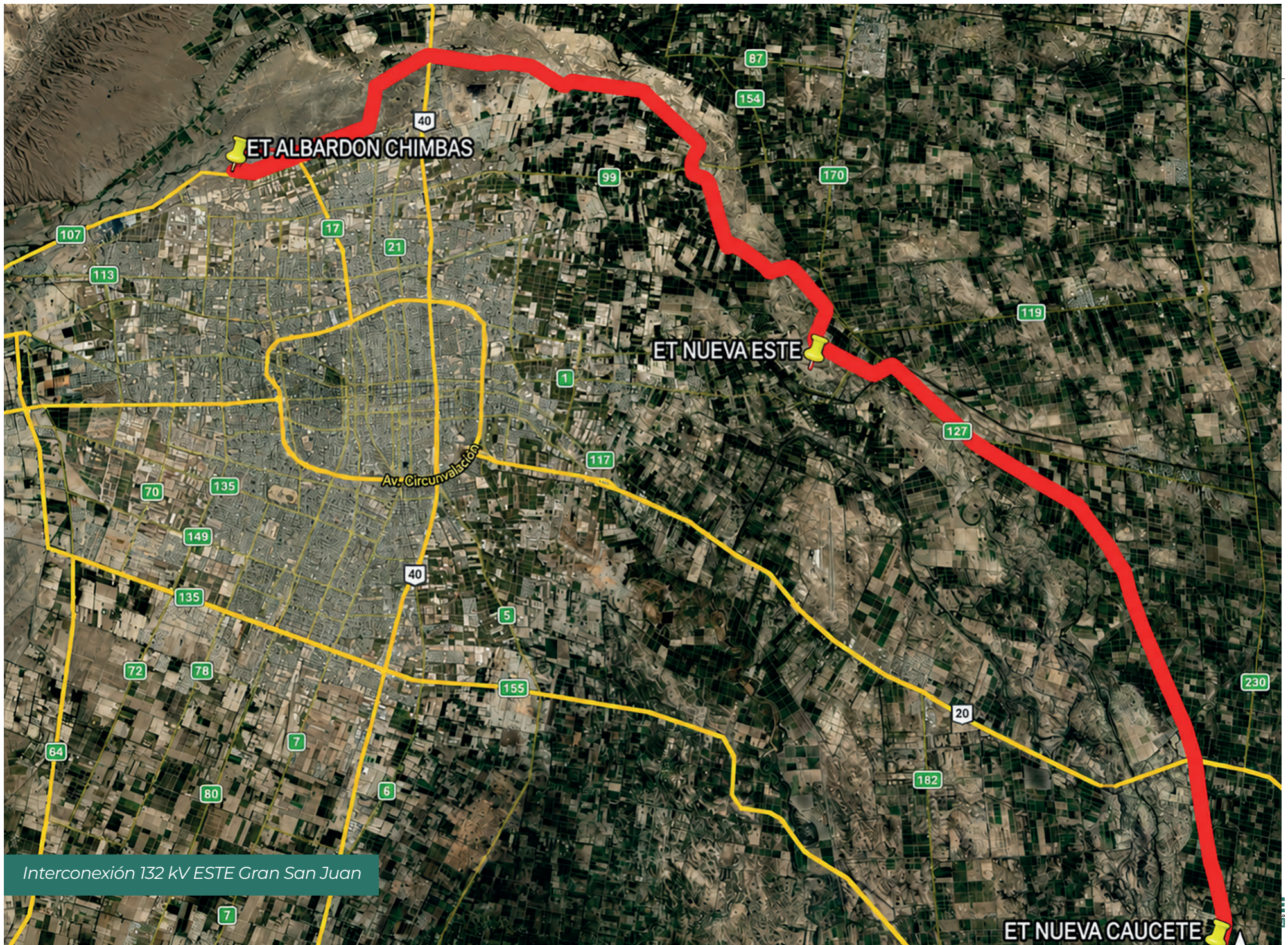
- Ampliación de dos Campos de Línea 132 kV en la Estación Transformadora Alabaron/ Chimbás.
- Construcción de 82 km de Líneas de Alta Tensión en 132kV.

·Ejecución de DOS (2) nuevas Estaciones Transformadoras en tecnología de 132kV (ET ESTE, ET NUEVA CAUCETE), cada una de estas estaciones se construirá con una potencia instalada original de 45 MVA de transformación.

Estas intervenciones permitirán mejorar significativamente el suministro eléctrico mediante una redundancia en la alimentación, beneficiando directamente a los departamentos ubicados al este de la ciudad de San Juan: Santa Lucía, Angaco, San Martín y Caucete.

Además del diseño e ingeniería licitatoria, el E.P.R.E. ha llevado adelante los estudios ambientales requeridos, contando actualmente con la Declaración de Impacto Ambiental vigente.





Interconexión 132 kV ESTE Gran San Juan

ET NUEVA CAUCETE

CALIDAD DE SERVICIO. MEJORAS EN EL ABASTECIMIENTO ELÉCTRICO - ZONA SUR DE SAN JUAN

1. Introducción

2. Obligaciones de la Distribuidora

2.1. Ley Provincial 524-A

2.2. Contrato de Concesión

3. Antecedentes

4. Actuaciones impulsadas por el E.P.R.E.

4.1. Obras de Infraestructura Eléctrica

4.1.1. Ampliación Estación Transformadora “Cañada Honda”

4.1.2. Nueva Línea de Alta Tensión 132 kV

4.1.3. Estación Transformadora “San Juan Sur”

4.1.4. Nuevo Alimentador 33 kV

4.1.5. Obras comprometidas por Naturgy San Juan S.A.

4.2. Tareas en normalización en las instalaciones del Servicio Público

4.3. Medidas de Gestión de Demanda

5. Evolución del Estado del Servicio Público

5.1. Rotura de Artefactos

5.2. Calidad del Servicio y del Producto Técnico

6. Conclusiones



CALIDAD DE SERVICIO. MEJORAS EN EL ABASTECIMIENTO ELÉCTRICO - ZONA SUR DE SAN JUAN

1. INTRODUCCIÓN

El presente informe expone las acciones regulatorias, obras estratégicas e indicadores técnicos vinculados al abastecimiento eléctrico de la zona sur de la Provincia de San Juan.

Los resultados obtenidos evidencian mejoras concretas en Calidad del Servicio, reducción de reclamos y fortalecimiento estructural del sistema eléctrico provincial.

Indicador	Resultado
Obras estratégicas ejecutadas/energizadas	4
Inversión estimada total	+ USD 24 millones
Reclamos por rotura de artefactos	- 88 %
CCPU ene-feb 2025 → 2026	4,06 → 1,01
TCPU ene-feb 2025 → 2026	433,78 → 140 min
Auditorías técnicas realizadas	+17
Estado general	Mejora verificable

CCPU: Cantidad de Cortes Promedio por Usuario

TCPU: Tiempo de Cortes Promedio por Usuario

2. OBLIGACIONES DE LA DISTRIBUIDORA

2.1. Ley Provincial 524-A

La Ley N° 524-A “Marco Regulatorio de la Actividad Eléctrica Provincial”, establece:

• Artículo 17° la Distribuidora tiene la obligación de “Planificar, proyectar, ejecutar, conservar y explotar las obras e instalaciones necesarias para conducir, distribuir y proveer la energía eléctrica en los puntos de toma de los usuarios, todo ello con arreglo a las condiciones que se fijan en este Marco Regulatorio y demás disposiciones que sean de aplicación.”.

• Artículo 21° “Los generadores, transportistas, distribuidores y usuarios de electricidad están obligados a operar y mantener sus instalaciones y equipos, de manera que no constituyan peligro alguno para la seguridad pública y a cumplir con los reglamentos y resoluciones que el E.P.R.E. emita a tal efecto.

Dichas instalaciones y equipos estarán sujetos a la inspección, revisión y pruebas que periódicamente realizará el E.P.R.E., el que tendrá asimismo facultades para ordenar la suspensión del servicio, la reparación o reemplazo de instalaciones y equipos o cualquier otra medida tendiente a proteger la seguridad pública.”.

2.2. Contrato de Concesión

El Contrato de Concesión de Naturgy San Juan S.A., en su Artículo 25° establece las siguientes obligaciones de la Distribuidora, siendo:

• Inc. a) “Prestar el SERVICIO PUBLICO dentro del ÁREA, conforme a los niveles de calidad detallados en el Anexo 3, teniendo los USUA-

RIOS los derechos establecidos en el respectivo RÉGIMEN DE SUMINISTRO.”.

• Inc. f) “Efectuar las inversiones y realizar el mantenimiento necesario para garantizar los niveles de calidad del servicio definidos en el Anexo 3.”;

• Inc. g) “Adoptar las medidas necesarias para asegurar la provisión y disponibilidad de energía eléctrica, a fin de satisfacer la demanda en tiempo oportuno y conforme al nivel de calidad establecido en el Anexo 3, debiendo, a tales efectos, asegurar las fuentes de aprovisionamiento...”.

• Inc. m) “Instalar, operar, reparar y mantener las instalaciones y/o equipos, incluso los de generación, de forma tal que no constituyan peligro para la seguridad pública, respetando las normas que regulan la materia.”.

• Inc. x) “Cumplir con las disposiciones y normativas emanadas del E.P.R.E. en virtud de sus atribuciones legales”.

3. ANTECEDENTES

Del análisis de los antecedentes obrantes en diversas actuaciones vinculadas a personas usuarias de Grandes Demandas y Riego Agrícola del Departamento Sarmiento, se verificaron reiteradas deficiencias en materia de seguridad pública, calidad del servicio y producto técnico en la red de Distribución operada por Naturgy San Juan S.A.

Tales antecedentes evidenciaban limitaciones estructurales y operativas reconocidas por la propia Distribuidora, vinculadas principalmente a la configuración radial de la red, insuficiencia de transformación en 132 kV y al sostenido crecimiento de la demanda agrícola e industrial en la zona.

Se deben tener en cuenta los antecedentes relacionados con las limitaciones de las instalaciones operadas por Naturgy San Juan S.A. para abastecer el servicio en el Departamento Sarmiento, situación que fue reconocida por la propia Distribuidora, que sin dudas ocasionó inconvenientes en la calidad del servicio brindado.

En efecto, las características radiales de la red, el déficit de transformación en 132 kV, el hecho de que la Estación Transformadora (ET) “Cañada Honda” 132/33/13,2 kV - 30 MVA era el único punto de transformación en 132 kV al Sur de la Provincia de San Juan, se ubique a más de 60 km de los emprendimientos agrícolas y a más de 30 km de la industria minera, unido al sostenido crecimiento de la demanda en la zona, no son hechos desconocidos para la Distribuidora, sino que los mismos se vienen registrando desde hace tiempo.

En base a los análisis técnicos se determinó la existencia de una elevada recurrencia de fallas en el Sistema Eléctrico, siendo la principal causante las que devienen por particularidades del Departamento de Sarmiento por condiciones climáticas de vientos extremos y lluvias, costumbres de quema o incendios en

terrenos zonas donde discurren las instalaciones, presentándose fallas producidas/asociadas a la falta de mantenimiento preventivo y/o correctivo, sumado a que ciertas instalaciones son del tipo radiales y no cuentan con posibilidades de redundancia de alimentación.

Asimismo, las inspecciones y análisis técnicos permitieron verificar que dichas limitaciones estructurales se traducían en fallas recurrentes, deficiencias operativas y apartamientos de los estándares de calidad exigidos contractualmente.

En ese contexto, se destaca el crecimiento sostenido de la demanda eléctrica en el sector sur-oeste del Departamento Sarmiento, abastecido en gran medida por el Alimentador radial de 33 kV “Arco Iris”, el cual se encontraba cercano a su límite de capacidad, sin que la Distribuidora haya ejecutado oportunamente las Obras necesarias para acompañar dicha expansión de la demanda.

4. ACTUACIONES IMPULSADAS POR EL E.P.R.E.

4.1. Obras de Infraestructura Eléctrica

4.1.1. Ampliación Estación Transformadora “Cañada Honda”

Con recursos íntegramente Provinciales, provenientes del Fondo de Plan de Infraestructura Eléctrica Provincial para el Desarrollo Socioeconómico y Productivo (Fondo PIEDE), en fecha 31/03/26 se completaron las Obras de

Ampliación de la ET “Cañada Honda” en Alta Tensión (AT) 132 kV, ubicada en Media Agua, Departamento Sarmiento. La Obra consistió en la instalación definitiva de un nuevo transformador de potencia en AT y equipamiento en niveles de 132 kV, 33 kV y 13,2 kV.

Para dar respuesta al crecimiento sostenido de la demanda, particularmente de los sectores agroindustrial y minero no metalífero, la ET “Cañada Honda” duplica su capacidad de transformación original, fortaleciendo el abastecimiento eléctrico en una amplia región productiva que incluye las localidades de Media Agua, Los Berros, Pedernal y zonas aledañas.

La obra, ejecutada conforme a los plazos previstos y actualmente energizada, implicó una inversión aproximada de 6,5 millones de dólares, financiada íntegramente a través de recursos Provinciales. Con esta infraestructura, se refuerza la calidad y confiabilidad del servicio eléctrico, acompañando el desarrollo económico de nuestra provincia.



4.1.2. Nueva Línea de Alta Tensión 132 kV

En fecha 18/10/25 se completaron las tareas de energización en 132 kV de las dos ternas que conforman la Línea de Alta Tensión (LAT) 132 kV, desde su punto de conexión con la LAT 132 kV “Rawson/Pocito - La Bebida”, ubicada en calle 7, Departamento Pocito, hasta su terminal en la ET “San Juan Sur”, en el Departamento Sarmiento, totalizando una longitud de 64 km por terna. Dicha Obra, impulsada y desarrollada por el E.P.R.E., financiada con recursos del PIEDE, requirió una inversión de más de 13 millones de dólares.



Esta nueva interconexión aportará mejoras significativas en la calidad y confiabilidad del suministro eléctrico para las personas usuarias del Departamento Sarmiento, al incorporar un nuevo nodo de potencia que incrementa la redundancia de alimentación mediante su vinculación con las ET “Rawson/Pocito” (Departamento Rawson) y ET “La Bebida” (Departamento Rivadavia), logrando cerrar un anillo en 132 kV en el sur de la Provincia.

La Obra permitirá atender la demanda actual y futura del Departamento Sarmiento, así como viabilizar la evacuación de energía generada por los parques fotovoltaicos actualmente en construcción en la zona.

4.1.3. Estación Transformadora “San Juan Sur”

En fecha 24/12/25 se llevó a cabo la energización de la ET “*San Juan Sur*” 132/33/13,2 kV - 140 MVA, encontrándose actualmente en servicio con una potencia de transformación de 140 MVA. La Obra, impulsada y desarrollada por el E.P.R.E., fue financiada con recursos del PIEDE, requiriendo una inversión de más de 5 millones de dólares

Dicha ET, junto con la LAT 132 kV en configuración doble terna, integra, en conjunto con las estaciones ya construidas ET “*La Bebida*” y ET “*Rawson/Pocito*”, el nuevo anillo de 132 kV del sur de la Provincia de San Juan, posibilitando un abastecimiento eléctrico confiable y redundante para las personas usuarias del sur del Departamento Sarmiento, mediante un vínculo eléctrico robusto y seguro.

Asimismo, la ET “*San Juan Sur*” permitirá la evacuación de la nueva generación eléctrica de origen fotovoltaico, actualmente se han incorporado 60 MVA al Sistema y durante el mes de mayo se prevé alcanzar los 110 MVA.

No obstante, dichas Obras no eximían a Naturgy San Juan S.A. de su obligación primaria e indelegable de mantener, operar e invertir en las redes de Distribución bajo su concesión para garantizar el abastecimiento presente y futuro de las personas usuarias.



4.1.4. Nuevo Alimentador 33 kV

Sumado a esta infraestructura eléctrica robusta, el E.P.R.E. también completó la construcción y energización de un Alimentador de Media Tensión (MT) en 33 kV de doble terna, con una extensión de 21 kilómetros desde ET “San Juan Sur” hasta la nueva Estación de Maniobras 33 kV “Sarmiento Sur”, Obras destinadas a abastecer la creciente demanda eléctrica de la zona sur-oeste del Departamento Sarmiento. El proyecto busca acompañar el crecimiento de actividades productivas como la vitivinicultura, el cultivo de pistacho, olivos y otras explotaciones agrícolas, que requieren cada vez mayores niveles de energía eléctrica.

4.1.5. Obras comprometidas por Naturgy San Juan S.A.

En función de las actuaciones tramitadas por esta Autoridad Regulatoria, Naturgy San Juan S.A. se encuentra desarrollando obras de infraestructura eléctrica en el Departamento Sarmiento, las que incluyen:

- Alimentador 33 kV ET Cañadita - ET Olivos.
- Nuevo Campo en Barra de 13,2 kV en ET “Cañada Honda” y Distribuidor 13,2 kV.
- Banco de Regulación Automático de Tensión en Estación de Maniobra (EM) 33 kV “Sarmiento Sur”.
- ET 33 kV “Olivos”, actualmente en servicio, en configuración provisoria.

- ET 33 kV “Cerrillo”.

Desde este E.P.R.E. se continúa con las acciones de control para la adecuada culminación y puesta en Servicio de las Obras previstas, a cargo exclusivo de Naturgy San Juan S.A., en sus funciones de empresa prestataria del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica.

4.2. Tareas de normalización en las Instalaciones del Servicio Público

Mediante Resolución E.P.R.E. N° 89/24 de fecha 24/01/24, esta Autoridad Regulatoria dispuso el desarrollo de un relevamiento completo y exhaustivo del estado operativo de las

instalaciones afectadas a la prestación del Servicio Público de Distribución de Electricidad, que abastecen a los Suministros de actividades productivas del Departamento Sarmiento, de las rutinas de mantenimiento utilizadas, y que concluya en la debida reparación de las deficiencias identificadas.

En función de lo dispuesto en la Resolución E.P.R.E. N° 89/24, se realizaron diecisiete (17) constataciones en las instalaciones que abastecen a Suministros de actividades productivas del Departamento Sarmiento, alcanzando la totalidad de las instalaciones previstas, abarcando EETT, Alimentadores 33 kV y Distribuidores 13,2 kV y 33 kV, según el siguiente detalle:

EETT	Alimentadores 33 kV	Distribuidores 33 kV	Distribuidores 13,2 kV
Retamito	Cañadita - Retamito	Arco Iris	Libertad
Cañadita	Cañada Honda - Cañadita	Ruta 351	Zavalla
Los Berros	Cañada Honda - Los Berros	Carbometal	Colonia Fiscal
Media Agua	Cañada Honda - Media Agua		Guanacache
			Ruta 318
			Divisadero Pedernal
			Cienaguita
			Los Berros Norte
			Media Agua Centro

Dichas constataciones fueron realizadas entre Personal Técnico designado por este E.P.R.E. y Personal de la Distribuidora. Asimismo, este E.P.R.E. invitó a las personas usuarias de Suministros de actividades productivas del Departamento Sarmiento, a participar de las constataciones realizadas.

En las auditorías realizadas, se verificaron deficiencias en las instalaciones del Servicio Público, entre las que se destacan:

- Transformadores de Potencia con pérdida de aceite.
- Equipos de protección y maniobra contaminados con cal.
- Tramos de LMT con falta de Poda.
- Gran cantidad de nidos de aves en tramos de LMT.
- Tramos de LMT con múltiples empalmes.
- Tramos de LMT sobre parrales y/o viviendas.
- Antiguas columnas de Hormigón Armado (H^ºA^º) con baja altura.
- Aisladores dañados y/o contaminados/sucios con cal.
- Antiguos postes de madera de baja sección.
- Columnas de H^ºA^º y postes de madera ociosos.

- Columnas de H^ºA^º desaplomadas, sin anillo de cierre.
- Postes de madera empatillados y/o apuntalados con instalación de columna de H^ºA^º pendiente de reemplazar.
- Múltiples elementos sobre conductores de LMT.
- Postes de madera quebrados, empatillados, apuntalados.
- Estructuras inclinadas, fuera de posición.
- Bancos de capacitores con fusibles operados.
- Columnas de H^ºA^º con sobrecargas.
- Columnas de H^ºA^º dañadas en sección inferior.
- Columnas de H^ºA^º con fundación expuesta.
- Postes de madera quemados.
- Columnas de H^ºA^º simplemente enterradas, sin fundación de H^º y sin ningún tipo de protección.
- Instalaciones cuyos valores óhmicos de Puesta a Tierra (PAT) no cumplen con las especificaciones establecidas en la normativa técnica vigente.

Las deficiencias relevadas, evidenciaron que

las condiciones de las instalaciones de Naturgy San Juan S.A. al momento de las respectivas auditorías, ponían en riesgo la continuidad y calidad del Servicio Eléctrico, constituyendo además situaciones de potencial riesgo a seguridad pública y de bienes de terceros. Por lo tanto, se requirió la ejecución por parte de Naturgy San Juan S.A. de un adecuado Plan de Mantenimiento Correctivo.

Desde esta Autoridad Regulatoria se continúa con el seguimiento de las acciones de normalización y remediación de las instalaciones que abastecen al Departamento Sarmiento, reiterando que las mismas son de exclusiva responsabilidad de Naturgy San Juan S.A., hasta verificar que las condiciones de dichas instalaciones se ajustan a la normativa vigente y a las reglas del buen arte.

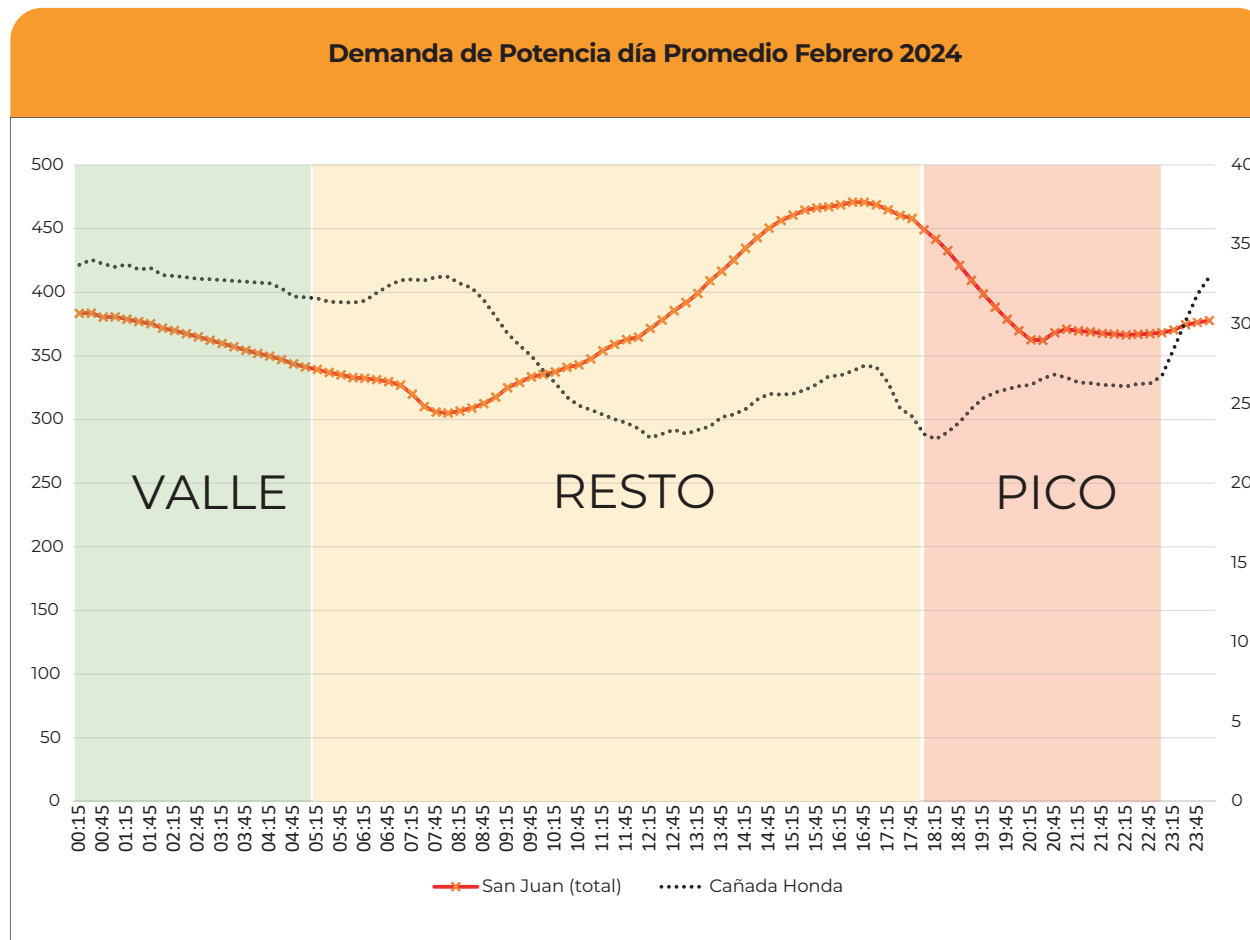
4.3. Medidas de Gestión de Demanda

Complementariamente a las obras nuevas y tareas de normalización que se llevaron a cabo sobre las instalaciones que abastecen al Departamento Sarmiento, la Distribuidora Naturgy San Juan S.A. solicitó al E.P.R.E se autorice transitoriamente por el periodo estival 2024-2025, implementar medidas de Gestión de Demanda.

La medida propuesta por Naturgy San Juan S.A. tenía por objetivo reducir la demanda en el periodo de mayor solicitación del Sistema, animando a las personas usuarias a modificar su patrón de consumo eléctrico (trasladando

parte de sus consumos eléctricos desde las franjas horarias de mayor demanda hacia horarios de menor carga), de modo tal de mejorar la calidad del producto técnico, durante el periodo de verano 2024-2025.

De los análisis efectuados por este E.P.R.E., se advirtió que, para los Suministros de actividades industriales del Departamento Sarmiento, un desplazamiento del consumo fuera del horario de "Punta".



Con el fin de comunicar el estado de situación de abastecimiento del Servicio eléctrico en el Departamento Sarmiento para el verano 2024-2025, el E.P.R.E. convocó, en fechas 30/10/24 y 15/11/24 a reuniones a productores del Departamento Sarmiento, donde además de exponer las tareas implementadas para la verificación del estado, normalización de instalaciones y el estado de las obras en curso, se expusieron los aspectos de la medida de Gestión de Demanda propuesta por la Distribuidora, recabando la opinión de las personas usuarias asistentes.

Del análisis de la Propuesta de la Distribuidora, tomando en consideración las opiniones recabadas en las reuniones mantenidas en el E.P.R.E., y teniendo en cuenta que dicha Propuesta no generaba ningún compromiso ni impacto económico negativo sobre las persona usuarias, y que su implementación podía contribuir a mitigar los efectos adversos debidos al gran crecimiento de la demanda eléctrica en una zona lejana al aprovisionamiento, donde se están implementando inversiones para asegurar el abastecimiento futuro, se consideró válido autorizar dicha Propuesta.

Consecuentemente mediante Resolución E.P.R.E. N° 1087/24 de fecha 27/11/24 esta Autoridad Regulatoria autorizó a Naturgy San Juan S.A. la implementación de las medidas de Gestión de Demanda, abarcando los Suministros encuadrados en las tarifas T3, T4 y TRA, en las localidades y parajes de Guanacache, Retamito, El Ramblón y El Acequión, todas del

Departamento Sarmiento en la Provincia de San Juan.

La única condición que podía verificar la Distribuidora, es que la energía consumida en el mes, en el horario de "Resto", sea menor a 2,2 veces la energía consumida en el horario de "Punta" en el mismo mes. Consecuentemente se requería que los Suministros corten o bajen, sus consumos agro industriales, en el horario de 12 a 17 horas al mínimo posible, detectándose un total de 52 Suministros que podían aplicar a la medida.

Para los Suministros alcanzados, la medida preveía que en la facturación de los correspondientes Suministros se considere:

- La Potencia de "Punta" (Cargo por Máxima Capacidad de Suministro Contratada en el Horario de "Punta") igual a cero.
- Se valoriza la energía registrada en el horario de 18 a 23 hs (Horario de "Punta" en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)) al precio de la energía de "Valle" del MEM.

Lo autorizado resultó de aplicación a los consumos de electricidad desde el 01/12/24, hasta el día 30/04/25 ambos inclusive, retornándose a la modalidad de facturación prevista en los regímenes respectivos en forma automática y sin necesidad de aviso culminado el período referido.

Posteriormente, y teniendo en cuenta los resultados satisfactorios obtenidos durante la

aplicación de la medida adoptada en el verano 2024-2025, mediante Resolución E.P.R.E. N° 943/25 de fecha 03/11/25 esta Autoridad Regulatoria autorizó a Naturgy San Juan S.A. la implementación de las medidas de Gestión de Demanda, abarcando los Suministros encuadrados en las tarifas T3, T4 y TRA, en las localidades y parajes de Guanacache, Retamito, El Ramblón y El Acequión, todas del Departamento Sarmiento en la Provincia de San Juan, debiendo darse cumplimiento a los lineamientos detallados Resolución E.P.R.E. N° 1087/24.

Lo dispuesto resultó de aplicación a los consumos de electricidad desde el 01/11/25, hasta el día 30/04/26 ambos inclusive, retornándose a la modalidad de facturación prevista en los regímenes respectivos en forma automática y sin necesidad de aviso culminado el período referido.

5. EVOLUCIÓN DEL ESTADO DEL SERVICIO PÚBLICO

5.1. Rotura de Artefactos

Se analizó el periodo de verano, comprendido entre noviembre 2024 y marzo 2025. Durante el período analizado se registraron cuarenta y dos (42) reclamos vinculados a rotura de artefactos en suministros de personas usuarias industriales. La totalidad de los reclamos fue debidamente procesada y resuelta por el organismo, evidenciando una gestión completa de los Expedientes.

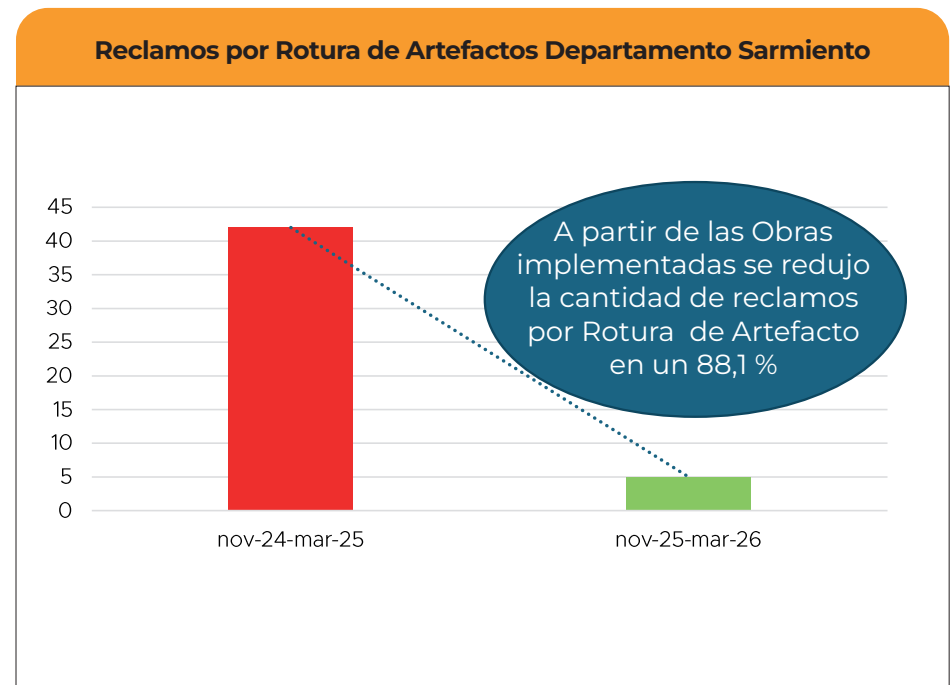
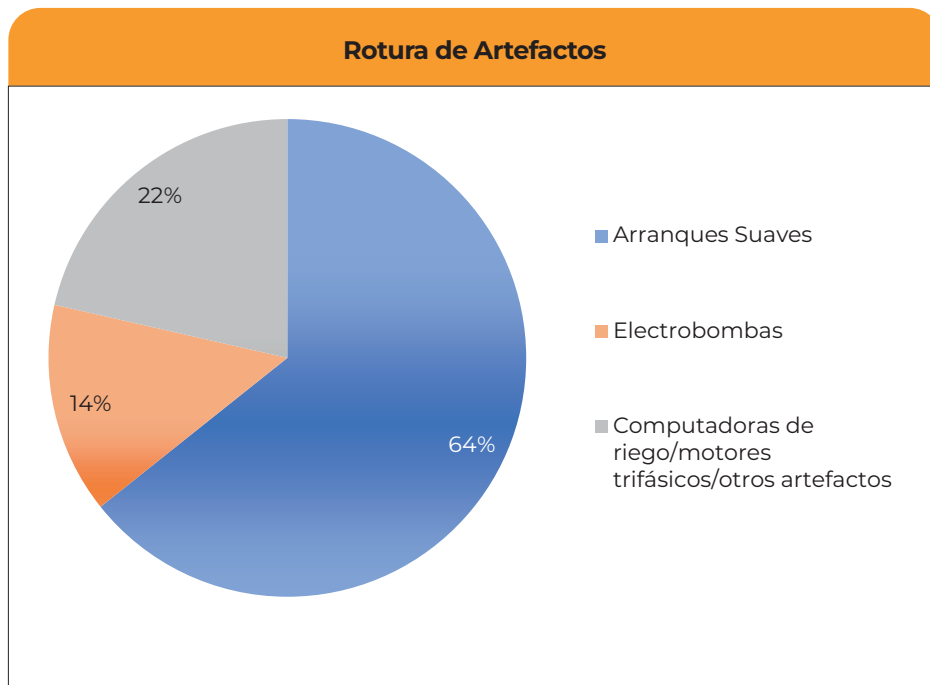
En tal sentido se destaca:

- Reclamos resueltos a favor de la persona usuaria: 27 casos (64 %).
- Reclamos rechazados: 15 casos (36 %).

Posterior a las tareas ejecutadas por esta Autoridad Regulatoria, se analiza el periodo de verano, comprendido entre noviembre 2025 y marzo 2026. En este período se registraron solo cinco (5) reclamos, lo que representa una disminución significativa respecto al período anterior.

- Reclamos en trámite: 4 casos (80 %).
- Reclamos resueltos: 1 caso (20 %).

Del análisis de la totalidad de los Expedientes citados es posible identificar los artefactos mayormente reclamados por las personas usuarias del sector industrial en la zona de los Departamentos Sarmiento y 25 de Mayo de la Provincia de San Juan.



Se observa una disminución del 88 % en la cantidad de reclamos (de 42 a 5), lo cual representa un indicador altamente positivo en términos de calidad del Servicio eléctrico o condiciones operativas.

5.2. Calidad del Servicio y del Producto Técnico

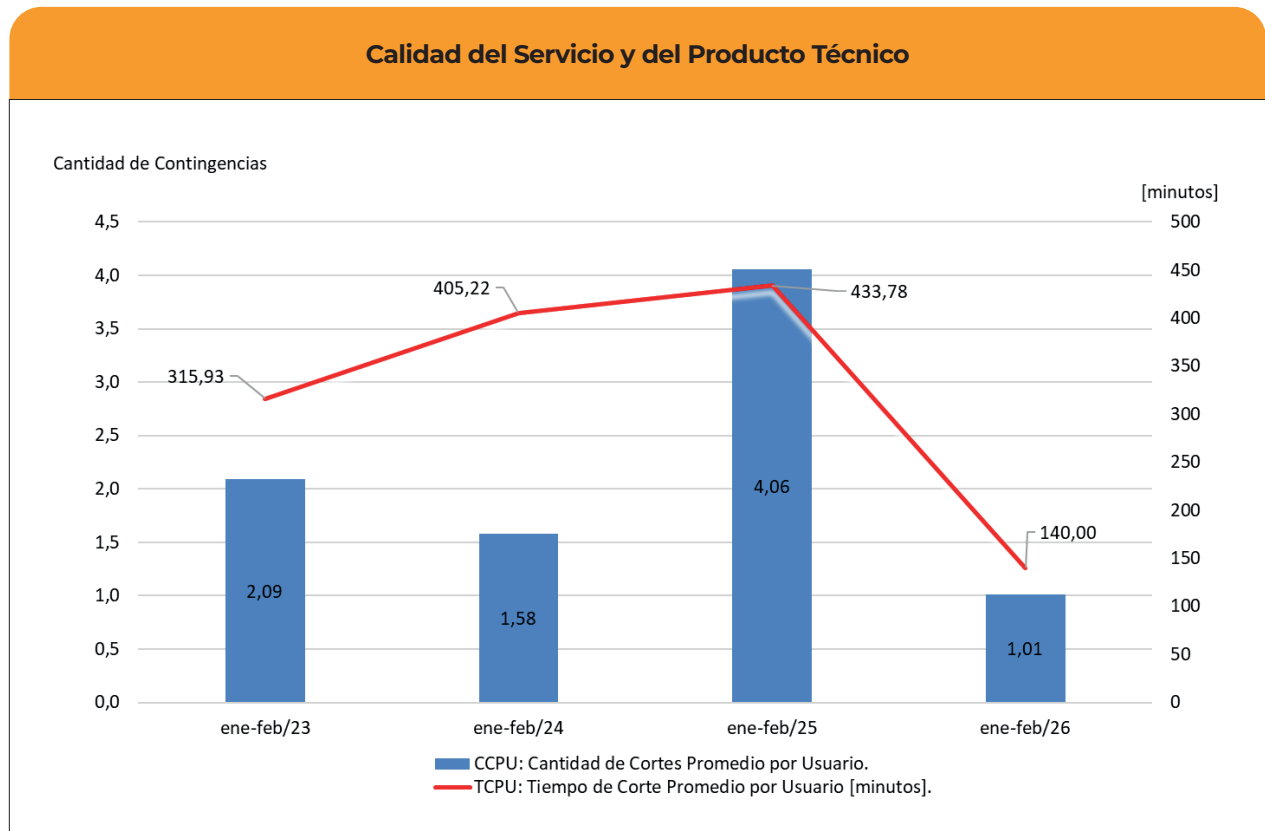
Se analizaron datos históricos relativos a:

- Cantidad de Cortes Promedio por Usuario (CCPU).
- Tiempo de Corte Promedio por Usuario (TCPU).

En la siguiente tabla se indica la evaluación de los indicadores en los periodos de enero-febrero para los años 2023 a 2026, siendo:

Calidad del Servicio y del Producto Técnico		
Periodo	CCPU	TCPU [minutos]
ene-feb/23	2,09	315,93
ene-feb/24	1,58	405,22
ene-feb/25	4,06	433,78
ene-feb/26	1,01	140,00

A efectos de mejorar y graficar el análisis, se presenta la siguiente figura:



En enero-febrero de 2026 se registraron los mejores valores de toda la serie analizada, con CCPU de 1,01 y TCPU de 140 minutos, marcando una mejora sustancial respecto de 2025.

6. CONCLUSIONES

Del análisis integral efectuado surge que las acciones impulsadas por el E.P.R.E., consistentes en obras de infraestructura eléctrica estratégicas, tareas de auditoría técnica, exigencias de normalización de instalaciones y medidas transitorias de Gestión de Demanda, han contribuido de manera concreta y verificable a mejorar las condiciones de abastecimiento eléctrico en la zona sur de la Provincia de San Juan, particularmente en el Departamento Sarmiento.

En particular, corresponde destacar que una parte sustancial de las mejoras observadas en la calidad del servicio se producen con posterioridad a la materialización de obras de infraestructura ejecutadas y financiadas por el Estado Provincial, a través de este E.P.R.E., en un contexto caracterizado por la insuficiente y extemporánea respuesta de la Distribuidora frente al sostenido crecimiento de la demanda y a las limitaciones estructurales del sistema oportunamente identificadas.

En materia de infraestructura, la ampliación de la ET *“Cañada Honda”*, la puesta en servicio de la ET *“San Juan Sur”*, la nueva LAT en 132 kV y el nuevo Alimentador de 33 kV constituyen intervenciones estructurales de alta relevancia, orientadas a incrementar la capacidad de abastecimiento, mejorar la redundancia operativa y reducir la vulnerabilidad histórica derivada de esquemas radiales y restricciones de potencia existentes en la región.

Asimismo, las auditorías técnicas desarrolladas sobre las instalaciones afectadas a la prestación del Servicio Público de Distribución de Electricidad, de exclusiva responsabilidad de Naturgy San Juan S.A., permitieron identificar y exigir la corrección de múltiples deficiencias vinculadas al mantenimiento, seguridad pública y confiabilidad del sistema, fortaleciendo las condiciones operativas de las redes existentes.

Desde el punto de vista de resultados observables, se destaca una reducción sustancial en los reclamos por rotura de artefactos durante el período estival analizado, constituyendo un indicador objetivo de mejora en la calidad del servicio y del producto técnico.

En igual sentido, los indicadores de calidad evidencian una mejora significativa en enero - febrero de 2026 respecto de años anteriores, registrándose descensos tanto en la Cantidad de Cortes Promedio por Usuario (CCPU) como en el Tiempo de Corte Promedio por Usuario (TCPU), reflejando una evolución favorable en la continuidad del suministro eléctrico.

Sin perjuicio de los avances señalados, corresponde reiterar que la obligación primaria, permanente e indelegable de operar, mantener e invertir en las instalaciones del Servicio Público de Distribución de Electricidad corresponde exclusivamente a Naturgy San Juan S.A., debiendo asegurar niveles adecuados de

calidad, seguridad y abastecimiento presentes y futuros conforme la normativa vigente y el Contrato de Concesión.

En este sentido, se deja expresamente establecido que este E.P.R.E. continuará con el seguimiento técnico y regulatorio tanto de la evolución de la calidad del servicio como del grado de avance y efectiva puesta en servicio de las Obras comprometidas por la Distribuidora, a fin de verificar el cumplimiento de sus obligaciones y consolidar de manera sostenible las mejoras alcanzadas.

CONTROL DE CALIDAD DEL SERVICIO

- *SANCIONES APLICADAS A LAS DISTRIBUIDORAS*
 - *Objeto de las sanciones qué se aplican sanciones a las Distribuidora*
 - *Destino de las Sanciones aplicadas a las Distribuidoras*
 - *Sanciones que se han aplicado en 2025- 2026*
 - *Montos pagados por las Distribuidoras años 2025 – 2026*
- *Evolución de los Índices de Calidad del Servicio de Naturgy San Juan S.A. y DECSA - periodo 2013-2025.*
 - *Índices de frecuencia de interrupciones (Media Tensión):*
 - *Índices de Tiempo de interrupciones (Media Tensión)*
 - *Calidad de Servicio teniendo en cuenta interrupciones de Media y Baja Tensión- periodo 2013-2025.*
 - *Evolución Indicadores Globales de la Calidad del Servicio en la Provincia de San Juan, periodo 2015 – 2025*
- *Auditorías de las tareas de Poda, Naturgy San Juan S.A. (2009 – 2025). Montos invertidos. Contingencias por falta de poda.*
- *Interrupciones de Relevancia que afectaron el Sistema de Interconectado Provincial, año 2025-*
- *Acciones Regulatorias para la Mejora de la Calidad Técnica del Servicio Eléctrico en el Departamento Valle Fértil*
- *Acciones Regulatorias para la Mejora de la Calidad Técnica del Servicio Eléctrico en el Departamento Calingasta.*
Licitación Pública 01/2026
- *Nuevas Bases Metodológicas de la Calidad Técnica y Comercial*

SANCIONES APLICADAS A NATURGY SAN JUAN S.A. Y D.E.C.S.A. entre el 01/01/2025 y el 22/04/26

Distribuidora	Descripción Sanción	Monto Sanción[\$]	Subtotal
Naturgy San Juan SA	Sanción Res. E.P.R.E. N° 009/25 - Deficiencias en la Calidad Técnica 1° Sem. 2023 (**)	302.415.501	3.577.703.447
	Sanción Automática - Deficiencias en la Calidad Técnica 2° Sem. 2024	1.154.885.480	
	Sanción Res. E.P.R.E. N° 268/25 - Deficiencias en la Calidad Comercial 1° Sem. 2023	545.773.079	
	Sanción Res. E.P.R.E. N° 273/25 - Deficiencias en la Calidad Técnica 2° Sem. 2023 (**)	457.645.181	
	Sanción Res. E.P.R.E. N° 376/25 - Naturgy Incumple Resol de Rotura	85.959.204	
	Sanción Automática - Deficiencias en la Calidad Técnica 1° Sem. 2025	759.994.004	
	Sanción Res. E.P.R.E. N° 524/25 - Falta de seguridad en la vía Publica	61.517.095,00	
	Sanción Res. E.P.R.E. N° 527/25 - Demora en la Conexión de nuevos suministros	209.513.903	
	Sanción Automática - Deficiencias en la Calidad Técnica 2° Sem. 2025	2.218.518.211	2.218.518.211
		5.796.221.659	
D.E.C.S.A.	Sanción DECSA Res. E.P.R.E. N°008/25 - Deficiencias en la Calidad Técnica 1° Sem. 2023	32.456.915	78.686.129
	Sanción DECSA Res. E.P.R.E. N°272/25 - Deficiencias en la Calidad Técnica 2° Sem. 2023	46.229.214	

Total Sanciones Aplicadas a las Distribuidoras entre el 01/01/2025 y el 22/04/2026	\$ 5.874.907.788
---	-------------------------

SANCIONES APLICADAS A LAS DISTRIBUIDORAS

Objeto de las sanciones que se aplican a las Distribuidoras

La intervención regulatoria del E.P.R.E. tiene por objeto garantizar una “relación de consumo” justa y equitativa, procurando atenuar las notables asimetrías y desequilibrios entre el concesionario monopólico del servicio público respecto del usuario que es cautivo de ella.

La acción regulatoria del E.P.R.E. se realiza en general, pero no exclusivamente, con carácter ex post (después del hecho) a través del control de la calidad del servicio y producto técnico (cantidad y duración de cortes y niveles de tensión) y de la calidad del servicio comercial.

Las resoluciones del E.P.R.E. están orientadas a lograr que las Distribuidoras presten el servicio público de distribución de electricidad a todo el universo de usuarios conforme los niveles de calidad exigidos en el Contrato de Concesión, y en cumplimiento de la normativa legal vigente.

Los Contratos de Concesión de las Concesionarias del Servicio Público de Distribución de Electricidad en la Provincia de San Juan establecen que el objetivo de la aplicación de sanciones económicas es orientar las inversiones de las Distribuidoras hacia el beneficio del universo de todos los usuarios, en el sentido de mejorar la

calidad en la prestación del servicio público de electricidad.

Las sanciones a las Distribuidoras tienen como concepto fundamental el de ser instrumentos para que la Concesionaria efectúe todas las inversiones y gastos requeridos para garantizar la prestación del servicio con calidad adecuada, no debiendo ser vistas solamente desde la perspectiva de compensación al usuario.

El concepto central de las sanciones consiste en la señal económica que percibe la concesionaria para la instrumentación de las inversiones y gastos que permitan superar la situación de deficiencia evidenciada en la calidad del servicio brindado a los usuarios.

Destino de las Sanciones aplicadas a las Distribuidoras

En el caso de sanciones que surgen por las deficiencias en la calidad del Servicio brindada a un determinado usuario o conjunto de usuarios, los montos de las sanciones se aplican directamente como un descuento en las facturas del servicio a los usuarios afectados.

En el caso de Sanciones que surgen por incumplimientos de carácter general de las Distribuidoras, y que afectan al universo de Usuarios, las mismas tienen como destino el Fondo de Contención Tarifaria, creado por Ley Provincial N° 739-A, y son destinadas a la contención de las

tarifas del Servicio Público mediante la bonificación sobre la facturación de grupos de usuarios.

Montos pagados por las Distribuidoras en el 01/01/2025 y el 22/04/2026

La Distribuidora canceló en forma anticipada, durante el mes de enero de 2026, la totalidad de los planes de financiación de sanciones que se encontraban vigentes, efectuando el pago el día 20/01/2026 por un monto total de \$97.711.570,04.

Asimismo, las sanciones emitidas en el período comprendido entre el 01/01/2025 y el 22/04/2026 han sido debidamente acreditadas por la Distribuidora a las personas usuarias afectadas por deficiencias en la calidad del servicio.

Por otra parte, mediante Resolución E.P.R.E. N° 1051/25, se autorizó que los montos establecidos en las Resoluciones E.P.R.E. N° 268/25, 273/25, 524/25 y 527/25 —originalmente destinados al Fondo de Contención Tarifaria— sean aplicados al financiamiento exclusivo de materiales y mano de obra para obras en ejecución en el departamento de Calingasta.

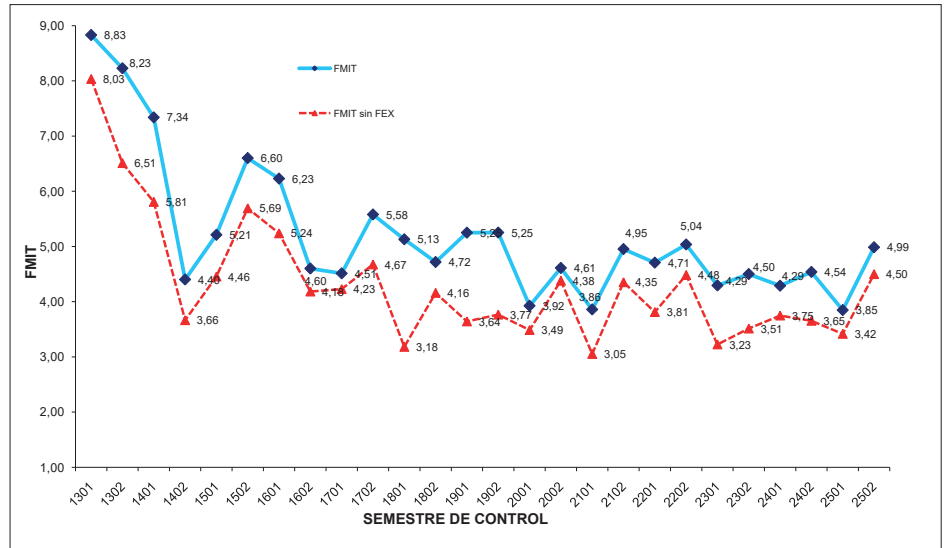
Cabe aclarar que, en una primera instancia, y a solicitud de Naturgy San Juan S.A., se dispuso una medida cautelar respecto de las Resoluciones E.P.R.E. N° 268/25, 273/25, 524/25 y 527/25. No obstante, la Distribuidora desistió posteriormente de dicha medida.

Evolución de los Índices de Calidad de Servicio para Naturgy San Juan SA durante el periodo 2013 – 2025.

En la determinación de los índices tanto de frecuencia como de tiempo de interrupción, se ha considerado la totalidad de las interrupciones de MT mayores de tres minutos, sin considerar el origen de las fallas. También se indica la evolución de estos índices excluyendo la incidencia que han tenido las interrupciones de origen externo y las asociadas a eventos climáticos.

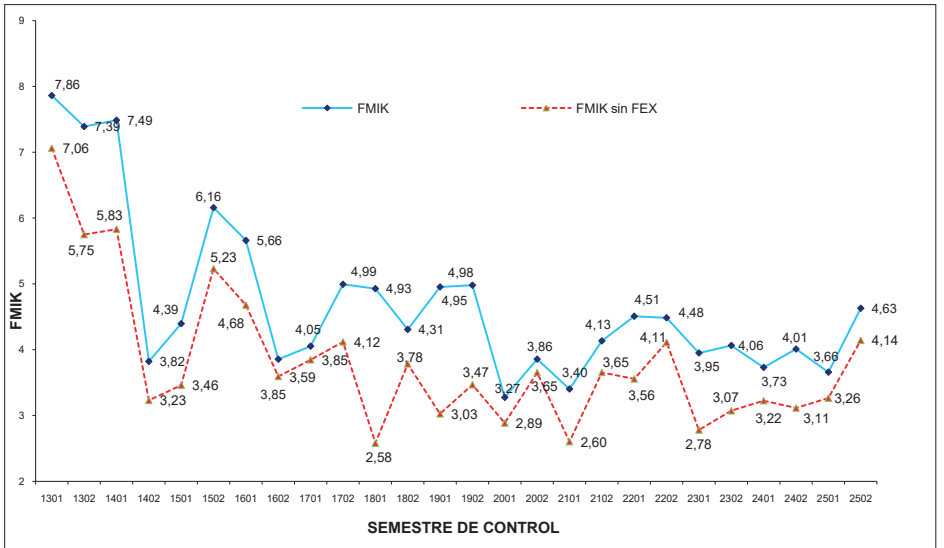
Índices de frecuencia de Interrupciones (teniendo en cuenta las contingencias de Media tensión):

Frecuencia Media de Interrupción por Transformador - FMIT



FMIT: Frecuencia Media de Interrupción por Transformador instalado, representa la cantidad de veces que el transformador “promedio” sufrió una interrupción de servicio.

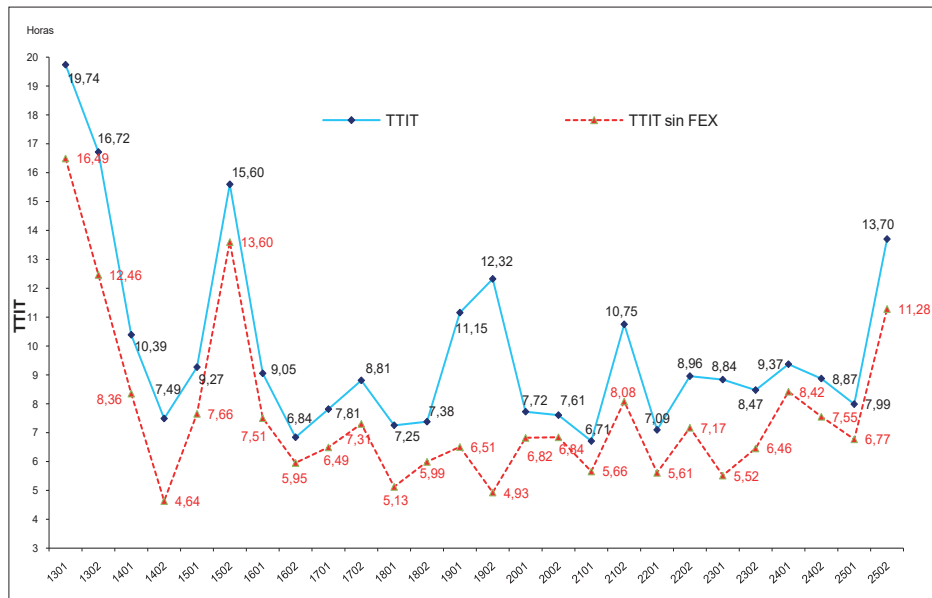
Frecuencia Media de Interrupción por kVA instalado - FMIK



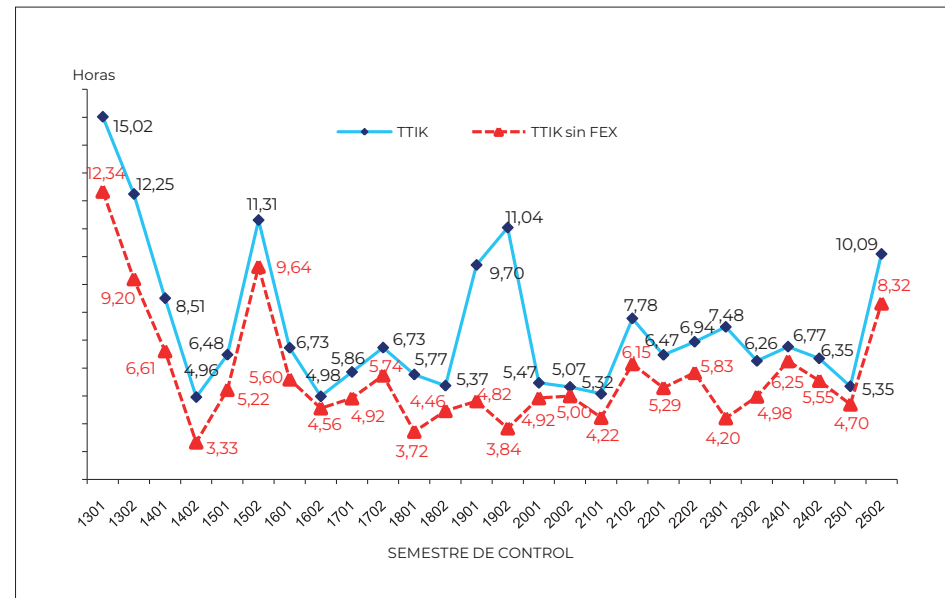
FMIK: Frecuencia Media de Interrupción por kVA instalado, representa la cantidad de veces que el kVA promedio sufrió una interrupción de servicio.

Índices de tiempo de Interrupciones (Media tensión):

Tiempo Medio de Interrupción por Transformador



Tiempo Medio de Interrupción por kVA instalado

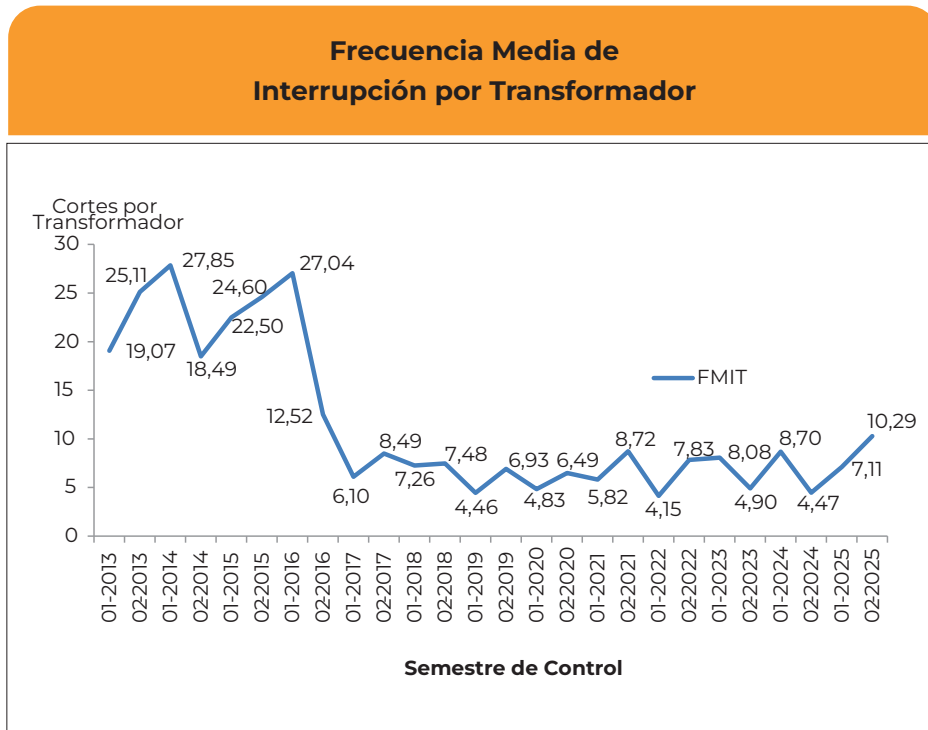


TTIT: Tiempo Medio de Interrupción por Transformador, representa la cantidad de horas que el transformador “promedio” permaneció sin servicio.

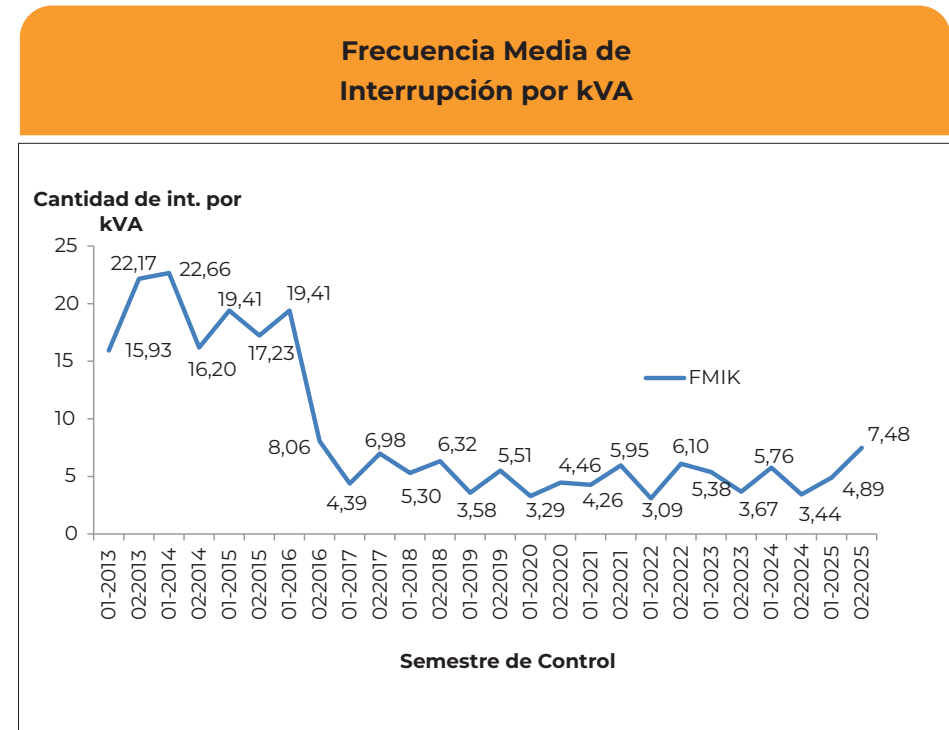
TTIK: Tiempo Medio de Interrupción por KVA Instalado, representa la cantidad de horas que el KVA “promedio” instalado permaneció sin servicio.

Evolución de los Índices de Calidad de Servicio para D.E.C.S.A. durante el periodo 2013 – 2025.

Índices de frecuencia de Interrupciones (teniendo en cuenta las contingencias de Media tensión):



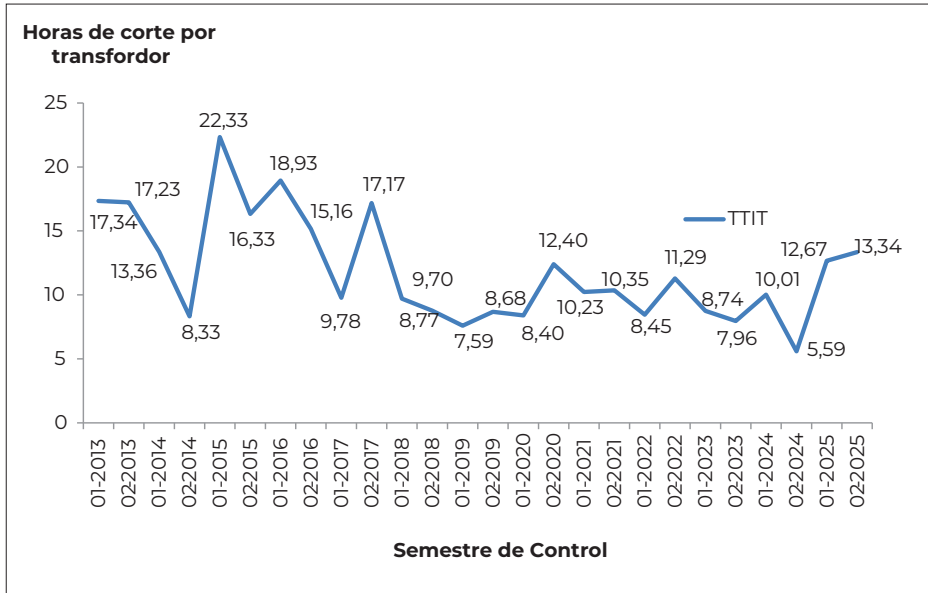
FMIT: Frecuencia Media de Interrupción por Transformador instalado, representa la cantidad de veces que el transformador “promedio” sufrió una interrupción de servicio.



FMIK: Frecuencia Media de Interrupción por kVA instalado, representa la cantidad de veces que el kVA promedio sufrió una interrupción de servicio.

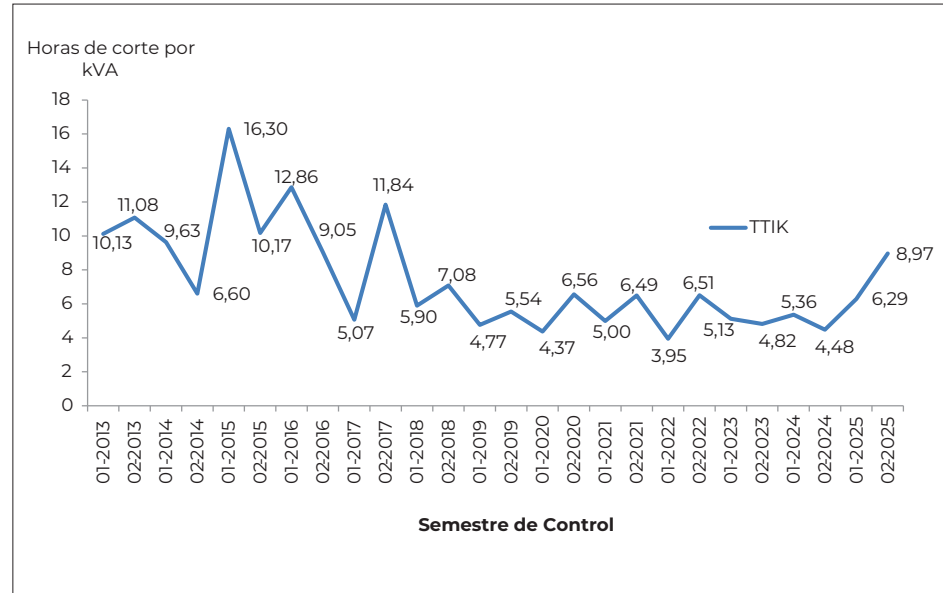
Índices de Tiempo de Interrupción (teniendo en cuenta las contingencias de Media tensión):

Tiempo Medio de Interrupción por Transformador



TTIT: Tiempo Medio de Interrupción por Transformador, representa la cantidad de horas que el transformador “promedio” permaneció sin servicio.

Tiempo Medio de Interrupción por kVA

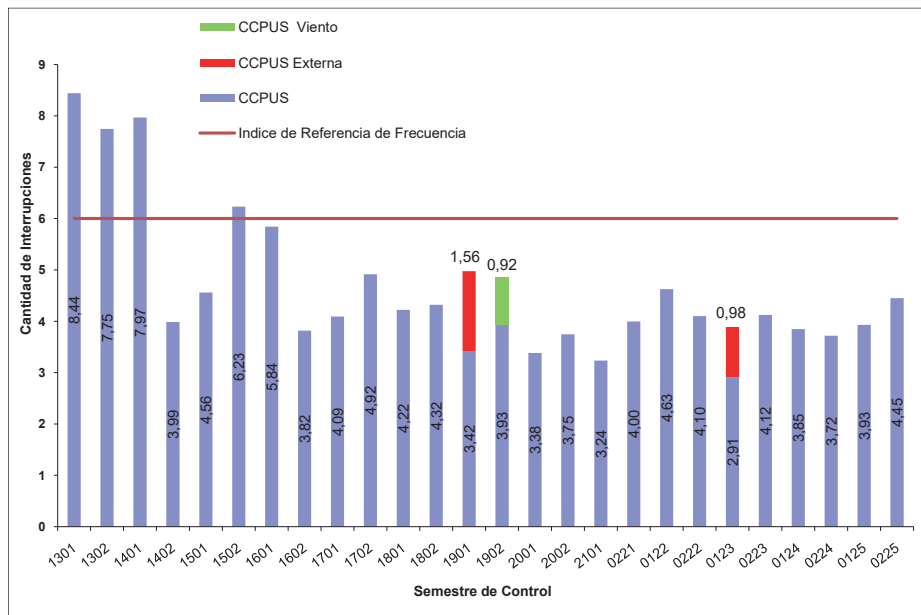


TTIK: Tiempo Medio de Interrupción por kVA Instalado, representa la cantidad de horas que el kVA “promedio” instalado permaneció sin servicio.

Calidad de Servicio teniendo en cuenta interrupciones de Media y Baja Tensión - periodo 2013-2025

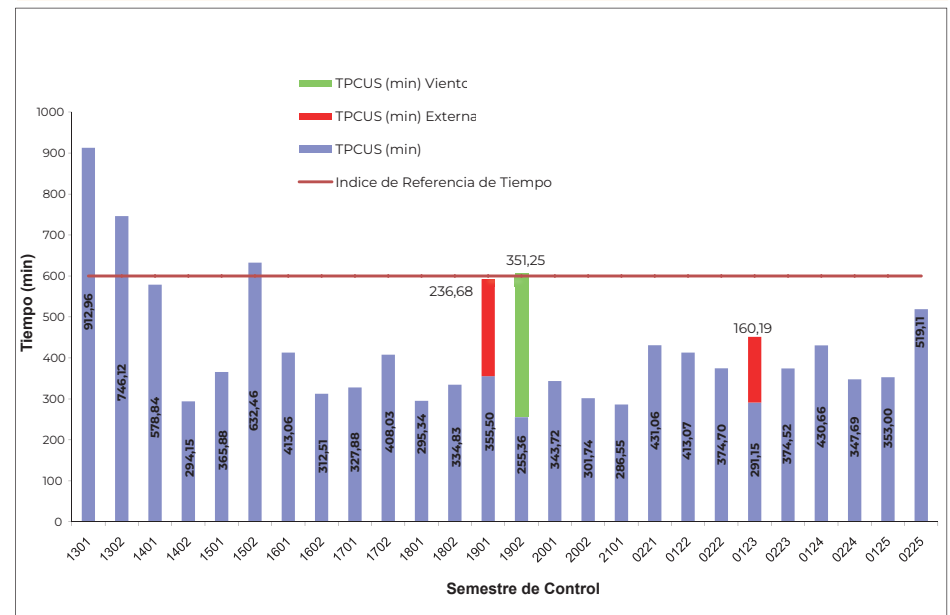
En la determinación de los índices tanto de frecuencia como de tiempo de interrupción de MT y BT, se han considerado la totalidad de las interrupciones de MT y BT mayores de tres minutos, sin considerar el origen de las fallas. También se indica la incidencia que han tenido las interrupciones del día 16/06/2019, y el 01/03/2023 asociadas a Colapsos del SADI, y las asociadas a los eventos climáticos del día 24/12/2019.

Cantidad de Cortes Promedio por Usuario en el Semestre - "CCPUS"



Índice de referencia de frecuencia, corresponde a la Cantidad Máxima de Interrupciones por Semestre, que establece como valor límite admisible el Contrato de Concesión, para los Usuarios de BT (pequeñas y medianas demandas), por encima de lo cual, la Distribuidora es pasible de sanciones.

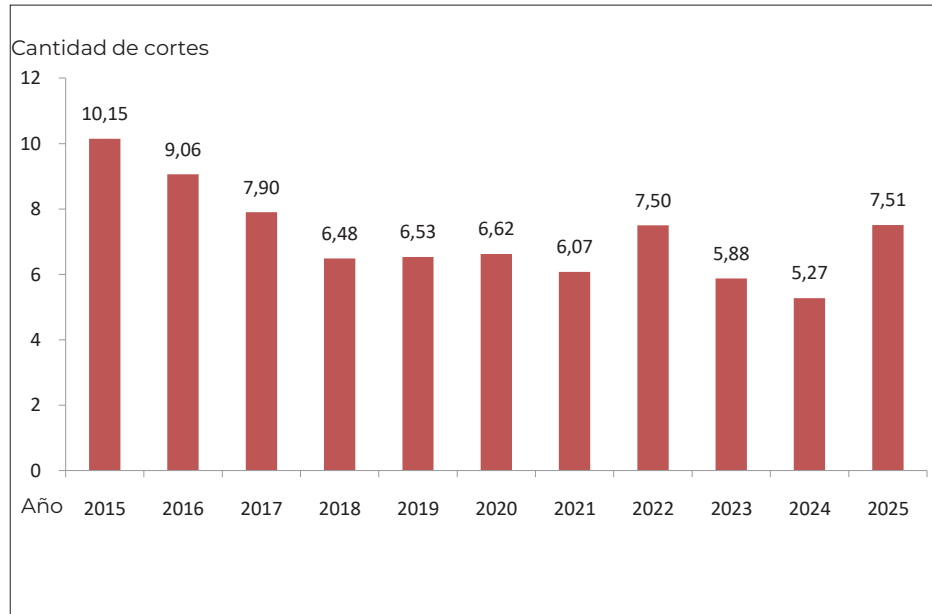
Tiempo Promedio de Cortes por Usuario en el Semestre - "TPCUS"



Índice de referencia de Tiempo, corresponde al Tiempo Máximo de Corte por Semestre, que establece como valor límite admisible el Contrato de Concesión, para los usuarios de BT (pequeñas y medianas demandas), por encima de lo cual, la Distribuidora es pasible de sanciones.

Evolución Indicadores Globales de la Calidad del Servicio en la Provincia de San Juan, periodo 2015 – 2024

Cantidad de Cortes Anuales Promedio por Usuario (2015-2025) - (excluidas las interrupciones por fuerza mayor y las de origen externo).



Duración acumulada anual de los cortes en horas promedio por Usuario. (2015-2024) - (excluidas las interrupciones por fuerza mayor y las de origen externo)

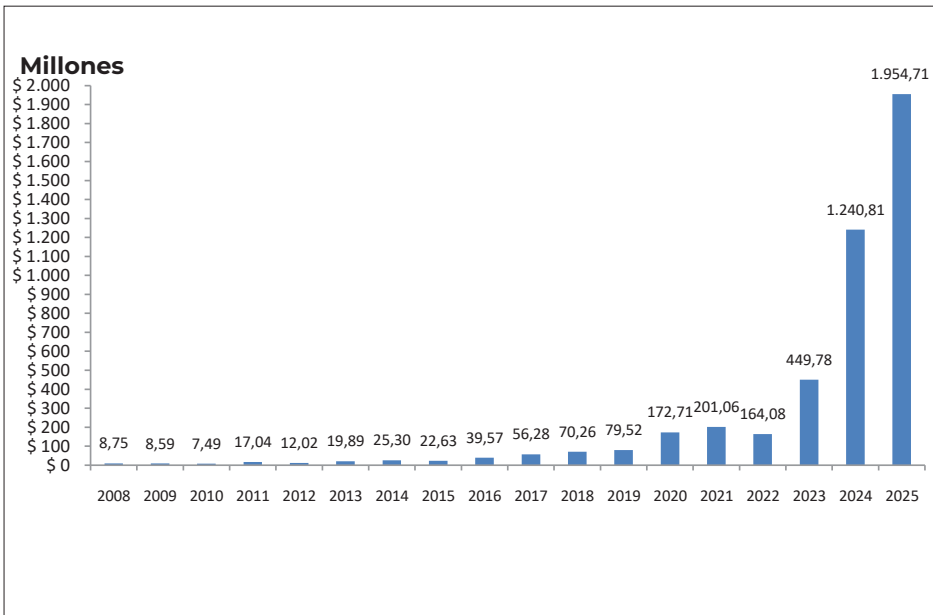


Nota: En la determinación de los índices anuales se incluyen los cortes mayores de tres minutos que han afectado a los suministros entre los años 2015 y 2025, exceptuando las interrupciones consideradas como Fuerza Mayor y las de origen externo.

Tareas de Poda, Energía San Juan S.A. (2008 – 2025)

Se presenta un estudio comparativo de las campañas de poda llevadas a cabo por Energía San Juan en los últimos quince años, a fin de verificar si se ha concretado una correcta y eficaz aplicación de ingresos tarifarios respectivos.

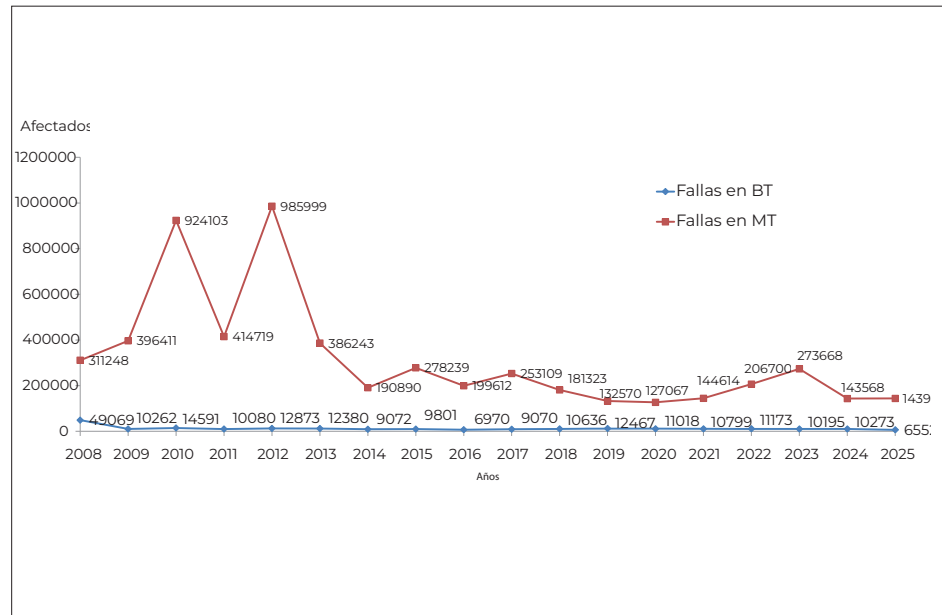
**Montos Invertidos en tarea de poda por Naturgy San Juan S.A.
Moneda constante al 23/04/2026-considerando inflación**



Contingencias por falta de poda

Se presentan la cantidad de cortes que afectaron las redes de la Distribuidora (MT y BT), en los que la misma Energía San Juan S.A. asigna como motivos de la contingencia “falta de poda”.

Usuarios afectados por Fallas asociadas a la falta de poda



Interrupciones de relevancia que afectaron el Sistema Interconectado Provincial – Año 2025.

En la tabla se detallan las principales interrupciones del servicio público de distribución de electricidad de San Juan, que afectaron a más de 8.000 Suministros y duraron más de 10 minutos. En cada caso, se precisa el día, la hora aproximada de la contingencia y la zona afectada, así como una descripción del evento.

Interrupciones de Relevancia que afectaron el Sistema interconectado Provincial – Año 2025.		
Fecha y Hora	Zona afectada y Condiciones Climáticas	Observaciones
01/02/2025 5:50:50	Chimbas y Rivadavia	Falla en instalación vinculada al Interruptor del Transformador N° 2 en 13,2 KV de la ET Parque Industrial. Se Normaliza la totalidad del servicio el 1/2/2025 a las 07:19:27
10/02/2025 13:30:31	Capital	Falla en instalación vinculada al Interruptor del Alimentador entre ET San Juan – ET Centro. Se Normaliza la totalidad del servicio el 10/2/2025 a las 13:44:40
11/05/2025 13:03:13	Chimbas y Rivadavia	Falla en instalación vinculada al Interruptor del Transformador N° 1 en 13,2 KV de la ET Punta de Rieles. Se normaliza la totalidad del servicio el 11/5/2025 a las 14:07:00
21/06/2025 18:32:16	Capital Rawson Santa Lucia	Falla en instalación vinculada al Interruptor de 132 kV, vínculo entre la ET Cavic – ET Pueyrredón. Se normaliza la totalidad del servicio el 21/6/2025 a las 20:00:15
21/06/2025 19:00:00	Capital, Rawson y Santa Lucia	Falla en instalación vinculada a la apertura del Interruptor 132 kV interconexión entre ET CAVIC y ET PUEYRREDON. Se normaliza la totalidad del servicio el 21/6/2025 a las 20:46:57
26/7/2025 07:14	Rawson- Pocito	Falla en instalación vinculada al Interruptor del Alimentador entre ET Villa Krause - ET Acceso Sur. Se normaliza la totalidad del servicio el 26/7/2025 a las 07:24:33

Interrupciones de Relevancia que afectaron el Sistema interconectado Provincial – Año 2025.		
Fecha y Hora	Zona afectada y Condiciones Climáticas	Observaciones
30/8/2025 11:59:22	Capital- Chimbas Rivadavia	Falla en instalación vinculada al Interruptor Alimentador entre ET CAVIC – ET SAMIENTO. Se Normaliza la totalidad del servicio el 30/8/2025 a las 12:25:07
1/9/2025 15:44:46	Capital, Chimbas, Rivadavia y Santa Lucia	Falla en instalación vinculada al Interruptor Alimentador entre ET CAVIC – ET SAMIENTO. Se Normaliza la totalidad del servicio el 1/9/2025 a las 16:04:38
4/10/2025 21:00:12	Capital, Chimbas, Rivadavia, Santa Lucia	Falla en instalación vinculada al Interruptor del Transformador N° 2 en 132 KV de la ET Cavic. Se Normaliza la totalidad del servicio el 5/10/2025 a las 02:30:00
4/10/2025 21:11:10	Capital y Rivadavia	Falla en instalación vinculada al Alimentador entre ET Punta de Rieles – ET San Juan. Se Normaliza la totalidad del servicio el 4/10/2025 a las 21:42:02
4/10/2025 21:45	Capital, Chimbas y Rivadavia	Falla en instalación vinculada al Interruptor del Transformador N° 3 en 33 KV en ET Cavic. Se Normaliza la totalidad del servicio el 5/10/2025 a las 03:01:27
11/10/2025 14:51:44	Rivadavia	Falla en instalación vinculada al ET Punta de Rieles. Se Normaliza la totalidad del servicio el 11/10/2025 a las 15:20:00
16/11/2025 19:38:23	Capital Chimbas Santa Lucia	Falla en instalación vinculada al Interruptor del Transformador N° 2 en 132 KV de la ET CAVIC. Se Normaliza la totalidad del servicio el 16/11/2025 a las 20:42:49
26/11/2025 15:59:16	Capital Chimbas Rivadavia	Falla en instalación vinculada al Interruptor del Alimentador entre ET SM DE ORO y ET SARMIENTO. Se Normaliza la totalidad del servicio el 26/11/2025 a las 17:10:59

Acciones Regulatorias para la Mejora de la Calidad Técnica del Servicio Eléctrico en el Departamento Valle Fértil

En el marco de las funciones de control y fiscalización ejercidas por el E.P.R.E., y a partir de las actuaciones vinculadas a la calidad del servicio en el Departamento Valle Fértil,

se dispusieron una serie de acciones regulatorias orientadas a mejorar la confiabilidad del sistema eléctrico.

En particular, mediante la Resolución E.P.R.E. N° 0654/25, se ordenó la ejecución de una **Campaña de Relevamiento Exhaustivo** sobre la totalidad de las instalaciones afectadas a la



prestación del servicio en dicho departamento, incluyendo estaciones transformadoras, líneas de media tensión, distribuidores y redes de baja tensión.

Como resultado de dicha intervención regulatoria, la Distribuidora ha informado e iniciado la implementación de diversas acciones de mantenimiento, normalización y adecuación de instalaciones, orientadas a corregir las deficiencias detectadas en las auditorías técnicas realizadas. Estas acciones incluyen tareas sobre vínculos en 33 kV, distribuidores de media tensión, subestaciones transformadoras y redes de baja tensión.

No obstante, de acuerdo con la información remitida por la Distribuidora, se verifica que aún restan ejecutar obras y acciones relevantes —particularmente aquellas vinculadas a la ampliación y adecuación de instalaciones estratégicas para el abastecimiento del Departamento Valle Fértil—, las cuales resultan necesarias para alcanzar los niveles de calidad exigidos en el Contrato de Concesión.

En tal sentido, el E.P.R.E. continúa con el seguimiento y control de los planes de acción y cronogramas comprometidos por la Distribuidora, habiéndose establecido la obligación de remitir informes periódicos de avance, los cuales son objeto de verificación técnica por parte de este Ente Regulador.

En consecuencia, las acciones regulatorias implementadas han permitido impulsar mejoras en las condiciones de operación y mantenimiento del sistema; no obstante, el proceso de

adecuación se encuentra en curso, quedando pendientes intervenciones cuya efectiva ejecución será objeto de control en las instancias de seguimiento correspondientes.

Acciones Regulatorias para la Mejora de la Calidad Técnica del Servicio Eléctrico en el Departamento Calingasta

En el marco de sus competencias, el E.P.R.E. ha implementado un conjunto de acciones regulatorias orientadas a mejorar la calidad técnica del servicio eléctrico en el Departamento Calingasta, abordando de manera integral las deficiencias detectadas y promoviendo inversiones estructurales por parte de la Distribuidora.

A partir del análisis de reclamos de personas usuarias y tareas de fiscalización, se identificaron problemas recurrentes en la continuidad del servicio y niveles de tensión, así como zonas con desempeño crítico. Esto permitió evolucionar desde un enfoque individual hacia una visión sistémica y territorial, incorporando dichas problemáticas en la planificación regulatoria.

Como eje central de la intervención, se dispuso la implementación de un Programa de Remediación Obligatorio y Vinculante, mediante el cual se exigió a la Distribuidora la elaboración y ejecución de un plan integral de obras, mantenimiento y mejora, con metas, cronograma e indicadores de desempeño, sujeto a monitoreo y sanciones ante incumplimientos.

En paralelo, se impulsaron obras estructu-

rales estratégicas, destacándose el proyecto de abastecimiento en 33 kV en la zona sur de Barreal, orientado a mejorar la confiabilidad y capacidad del sistema, cuya ejecución fue re-encauzada por el E.P.R.E. ante contingencias contractuales, garantizando su continuidad.

Asimismo, se implementaron medidas regulatorias innovadoras, tales como la afectación de sanciones al financiamiento de obras, la utilización de recursos del Fondo PIEDE y la exclusión de dichas inversiones de la base de capital regulatorio, evitando su traslado a tarifas.

El proceso se complementó con la creación de un Comité de Seguimiento y Control, fortaleciendo la gobernanza y supervisión de las obras y contrataciones, así como con la incorporación de un enfoque regulatorio basado en indicadores de desempeño, orientado a la mejora continua y a la focalización de inversiones en zonas críticas.

En síntesis, las acciones implementadas reflejan una intervención regulatoria progresiva e integral, orientada no solo a corregir incumplimientos puntuales, sino a inducir mejoras estructurales y sostenidas en la calidad del servicio eléctrico, fortaleciendo la confiabilidad del sistema en el Departamento Calingasta.

El plan de obras para la mejora de la calidad del servicio en el departamento Calingasta se detalla en el capítulo de “Obras de Infraestructura Eléctrica en ejecución año 2026”.

Nuevas Bases Metodológicas de la Calidad Técnica y Comercial

En el marco de la Revisión Tarifaria Quinquenal 2026–2030, durante la tercera Audiencia Pública se dio tratamiento a las nuevas Bases Metodológicas para el control de la calidad técnica y comercial del servicio eléctrico, proponiéndose un cambio de enfoque en el modelo regulatorio vigente.

El nuevo esquema introduce una visión más integral, proactiva y sistémica del control de la calidad, orientada a la mejora continua del servicio y al fortalecimiento de las señales regulatorias. En este sentido, se incorpora el concepto de deficiencia sistémica, entendida como la existencia de patrones recurrentes o estructurales de bajo desempeño que afectan la red, los procesos comerciales o la gestión operativa de la Distribuidora.

Entre los principales lineamientos, se destaca la implementación de un Mecanismo de Control con Indicadores de Desempeño (MCID), que complementa el esquema tradicional de control “ex post” con herramientas “ex ante”, promoviendo la prevención de fallas y la mejora estructural del sistema.

El modelo se estructura sobre tres niveles de control:

- **Individual**, manteniendo el control sobre cada suministro en función de la frecuencia y duración de interrupciones.

- **Estratificado**, incorporando un enfoque multi-indicador aplicado a distintos grupos de usuarios, con especial énfasis en las **Zonas de Peor Desempeño** (ZPD) y sectores vulnerables.

- Se definen diez (10) Estratos, donde nueve (9) se basan en criterios geográficos y de clasificación tarifaria, y uno (1) se destina a la Atención Prioritaria, que incluirá obligatoriamente los suministros ubicados en zonas que presenten antecedentes de deficiencias reiteradas o que sean catalogados como vulnerables, garantizando una mejora focalizada de la calidad en dichas áreas

- **Global**, orientado a evaluar el desempeño general del sistema de distribución.

Asimismo, se prevé la definición de indicadores de desempeño, una línea de base y un sendero de mejora continua, a partir de los cuales se establecerán metas progresivas para la Distribuidora, incorporando incentivos y sanciones adicionales en función del desempeño.

Cabe destacar que, a la fecha, la nueva metodología se encuentra en período de “marcha blanca”, etapa en la cual se están definiendo y ajustando aspectos operativos y metodológicos clave para su implementación, tales como la determinación de indicadores, la construcción de las líneas de base, la definición de metas y la validación de los sistemas de información y procesos de reporte. Durante este período, si bien se simulan los resultados del

esquema, no se aplican efectos económicos, permitiendo así la adecuada adaptación de las Distribuidoras y la consolidación del modelo.

Finalmente, se resalta que este enfoque no sustituye el régimen sancionatorio vigente, sino que lo complementa, manteniendo las compensaciones a las personas usuarias ante incumplimientos, e incorporando herramientas adicionales orientadas a la mejora estructural y sostenida de la calidad del servicio.

LA CUESTIÓN TARIFARIA Y REVISIONES TARIFARIAS

Revisiones Tarifarias Extraordinarias.

- *Introducción. Normativa Legal y Contractual vigente*
- *Temas analizados en las Revisiones Tarifarias Extraordinarias*
- *Revisión Tarifaria Extraordinaria Enero 2025*
- *Revisión Tarifaria Extraordinaria Julio 2025*

REVISIÓN TARIFARIA ORDINARIA QUINQUENIO 2026-2031

Cronograma del Proceso de Revisión Tarifaria Ordinaria (RTO) 2026 - 2031

- 1. Introducción. Encuadre legal y legitimidad del proceso.*
- 2. Definición de lineamientos E.P.R.E.*
- 3. Propuesta de la Distribuidora Naturgy San Juan*
- 4. Acuerdo Transaccional EPRE – NSJ*
- 5. Participación Ciudadana: Audiencias Públicas y CAART*
- 6. Resolución RTO: pilares de la decisión final*
- 7. Hacia la plena vigencia: Marcha Blanca*
- 8. El perfeccionamiento del consentimiento: solidez y seguridad jurídica del proceso*
- 9. Comparativo: Solicitud de Naturgy San Juan vs. EPRE (Resolución 80/26)*

REVISIONES TARIFARIAS EXTRAORDINARIAS

La Resolución E.P.R.E. N° 156/21, define un mecanismo para la realización de Revisiones Tarifarias Extraordinarias, teniendo en cuenta la evolución de los precios que explican los costos de las Distribuidoras, a través de un seguimiento de la evolución del VAD, (Valor Agregado de Distribución).

La normativa de aplicación establece que semestralmente se efectúa un cálculo reexpresado del VAD, considerando nuevamente el periodo quinquenal con las variables reexpresadas.

En caso que el Valor Presente del VAD así calculado varíe en $\pm 2,5\%$ respecto del Valor Presente del VAD calculado en la última revisión tarifaria (ordinaria o extraordinaria), se procede a convocar a Audiencia Pública para efectuar una Revisión Tarifaria Extraordinaria.

Temas analizados en las Revisiones Tarifarias Extraordinarias

En todas las revisiones tarifarias extraordinarias se analizan en detalle, entre otras, las siguientes cuestiones:

- Evolución de Índices de actualización

INDEC que impactan en los Costos de las Distribuidoras y redeterminación de Costos Operativos, Base de Capital y Plan de Inversiones.

- Evolución del mercado atendido por la Distribuidora (Potencia Máxima Anual y Cantidad de Usuarios) y “reproyecciones” en caso que corresponda.

- Evolución de la Calidad del Servicio brindada a los usuarios. Unitarios de Sanciones aplicadas por deficiencias en la calidad.

- Cumplimiento del Plan de Inversiones, profundizando en detalle sobre la eficacia de las inversiones efectuadas en el Quinquenio.

- Ajuste de Otros Ingresos, Impuestos, Tasas y Contribuciones incluidos en la tarifa, considerando los valores reales respecto de los previstos.

- Análisis de la Amortización Acelerada de la Redeterminación de la Deuda.

- Ajuste de los Ingresos Requeridos, teniendo en cuenta la eventual desviación entre los Ingresos Previstos y los Ocurridos por cambios en los hábitos de consumo de los Usuarios.

- Impacto tarifario y mecanismo de Contención tarifaria a Usuarios de menores recursos.

Revisión Tarifaria Extraordinaria Enero 2025

Fue convocada mediante Resolución E.P.R.E. N° 1106/24. La Audiencia Pública Remota correspondiente se realizó el 17 de Diciembre de 2024. En forma previa se realizó una sesión del Consejo Asesor de Acompañamiento de la Revisión Tarifaria constituido por instituciones y organizaciones de la Provincia que representan a los Usuarios.

La Audiencia Pública se realizó a través de la plataforma “zoom” para las Partes Acreditadas y fue transmitida en directo para los usuarios y periodismo a través del sitio web EPRE SAN JUAN.

La Revisión Tarifaria Extraordinaria tuvo por objeto la definición de los cuadros tarifarios de aplicación para el período 23 de enero 2025 al 22 de julio 2025, analizando en detalle las variaciones en los costos de la prestación del servicio, conforme la evolución de los índices de precios publicados por el INDEC.



Naturgy San Juan S.A. había solicitado en la Audiencia Pública un incremento tarifario para los Usuarios del 4,96% para los consumos desde el 23 de enero 2025.

Consideraciones luego de los análisis y peticiones en la Audiencia pública Resultados alcanzados, Resolución E.P.R.E. N° 1200/24.

- Teniendo en cuenta el escenario de inflación decreciente en nuestro País, las proyecciones de índices que reflejan los costos de la prestación del Servicio, se analizan con tendencia decreciente.

- La desaceleración de la inflación y el decaimiento de las tasas de interés en el mercado financiero, hacen que el análisis de la Amortización Acelerada de la Redeterminación de la Deuda se defina a la baja, manteniendo el mecanismo de monitoreo permanente de la evolución de la Base de Capital Regulatoria.

- Se rechazan solicitudes de NSJS de retrotraer niveles de pérdidas e incobrables hacia valores considerados no eficientes. Se dispone mantener incentivo hacia una gestión cada vez más eficiente en beneficio de las personas usuarias.

- Se rechazan solicitudes de Naturgy San Juan S.A. de incluir en el cálculo tari-

fario ajustes de periodos anteriores ya discutidos en Revisiones Tarifarias e incluso con reclamos en curso en sede judicial.

De los análisis realizados, mediante Resolución E.P.R.E. N° 1200/24 se dispuso una disminución de la tarifa que abonan las personas usuarias de la Provincia para consumos desde el 23/01/25 del -4.43% en promedio, según se muestra en la tabla a continuación:

Tarifa	Variación Aprobada Res. E.P.R.E. N° 1200/24 (consumos desde el 23/01/25)
Pequeñas Demandas Residenciales	-4,81%
Pequeñas Demandas Generales (pequeños comercios, profesionales, etc.)	-3,66%
Medianas Demandas (Comercios, pymes, etc.)	-4,90%
Grandes Demandas Baja Tensión (Industrias y demandas mayores)	-5,15%
Grandes Demandas Media Tensión (Industrias y demandas mayores)	-3,08%
Riego Agrícola	-3,40%
Tarifa Media	-4,43%

En el marco de las medidas de Contención Tarifaria discutidas en la Audiencia Pública, mediante la Resolución E.P.R.E. N° 1200/24, se dispuso que para suministros encuadrados en nivel N2 del RASE (Bajos Ingresos), la disminución tarifaria se aplica para consumos desde el 23/12/24.

Revisión Tarifaria Extraordinaria Julio 2025

El 22 de julio de 2025 se cumplió un semestre desde la última definición tarifaria, y en virtud de las previsiones de la Normativa Vigente en relación con la Oportunidad de la realización de las Revisiones Tarifarias Extraordinarias, se debía evaluar la variación del VAD, teniendo en cuenta la evolución de los índices publicados por el Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (INDEC), considerados en los polinomios de reexpresión aprobados por Resolución E.P.R.E. N° 343/06.

Si bien la Distribuidora Naturgy San Juan S.A. presentó solicitud formal a los fines de que se realice la Audiencia Pública y se discuta la definición de nuevas tarifas vigentes desde el 23/07/25, según surgió de los Informes elaborados por las Áreas del E.P.R.E., la variación del VAD, respecto a la última definición tarifaria se encontraba dentro del intervalo en el cual no corresponde la convocatoria a un proceso de Revisión Tarifaria Extraordinaria;

Por lo tanto, mediante la Resolución E.P.R.E. N° 613/25, se dispuso denegar la solicitud de modificación tarifaria requerida por Naturgy San Juan S.A., definiendo que los valores tarifarios a considerar desde el 23 de Julio de 2025, sean idénticos a los valores aprobados en Resolución E.P.R.E. N° 1200/24.

De lo expresado, surge que durante 2025, las tarifas (parte provincial – VAD), se mantuvo sin variación, y con una disminución respecto de los valores vigentes en 2024, según lo dispuesto en Resolución E.P.R.E. N° 1200/24 detallada previamente.

Cabe destacar que la evolución de las facturas en los suministros de las personas usuarias del servicio eléctrico, se mantiene por debajo de las variaciones en los niveles de inflación general (IPC, índice de precios al consumidor publicado por el INDEC), y de los incrementos salariales promedio (CVS, coeficiente de variación salarial publicado por el INDEC), garantizando con las medidas dispuestas la sustentabilidad del servicio.

REVISIÓN TARIFARIA ORDINARIA QUINQUENIO 2026-2031 (RTO 2026-2031)

CRONOGRAMA DEL PROCESO DE REVISIÓN TARIFARIA ORDINARIA RTO 2026-2030

La Revisión Tarifaria Ordinaria (RTO) es un proceso regulatorio exhaustivo liderado por el Ente Provincial Regulador de la Electricidad (EPRE) para definir el régimen y cuadro tarifario del servicio de distribución eléctrica en San Juan, fundamentado en principios de transparencia y participación ciudadana. El proceso asegura que todos los componentes del cálculo tarifario -incluyendo demanda, inversiones, calidad de servicio y costos- sean analizados técnicamente, concluyendo con un periodo de "Marcha Blanca" para ajustar mecanismos de control antes de su aplicación sancionatoria plena.

Junio 2024: Aprobación de Principios Tarifarios Básicos

Res. 0831/24

Dictado de los lineamientos, parámetros y el marco conceptual para las propuestas de régimen y cuadro tarifario

Julio 2025: Convocatoria Formal al Proceso

Res. 0611/25

Inicio oficial a las etapas participativas y al cronograma de audiencias públicas.

11 de Noviembre 2025: 4º Audiencia Pública

Res. 1067/25

Análisis detallado de la estructura de costos operativos y la situación impositiva aplicable al servicio

12 de Agosto 2025: 1º Audiencia Pública

Res.0706/25

Sesión centrada en el análisis de la demanda, proyecciones de crecimiento del sistema y la estructura tarifaria inicial.

19 de Diciembre 2025: 5º Audiencia Pública

Res. 0611/25

Instancia integradora para el cierre del proceso, definición de regímenes sancionatorios, costos de comercialización y cuadro tarifario final.

Primer Semestre 2026: Periodo de Marcha Blanca

Res. 0611/25

Fase de puesta en funcionamiento para ensayar sistemas de recolección de datos y ajustar indicadores de desempeño (MCID) sin aplicación de sanciones.

Enero 2025: Presentación de Propuesta por la Distribuidora

Cumplimiento de la obligación contractual de las empresas (como Naturgy San Juan S.A.) de presentar su propuesta tarifaria integral para el quinquenio

16 de Septiembre 2025: 2º Audiencia Pública

Res.0847/25

Discusión del Plan de Inversiones, modernización del sistema interconectado provincial, resiliencia y atención a zonas vulnerables.

23 de Enero 2026: Dictado de la Resolución Definitiva

Resolución N2 0080/26

Emisión de la resolución que aprueba formalmente el nuevo cuadro tarifario y las normas de aplicación para el quinquenio 2026-2031.

Julio 2025: Convocatoria Formal al Proceso

Res.0948/25

Debate sobre la Calidad del Servicio y el Régimen de Suministro del Servicio Público de Distribución.

3 de Febrero 2026: Consentimiento Formal de la Distribuidora

Nota 2015/26

Notificación oficial mediante la cual la distribuidora da cumplimiento a los requerimientos de la resolución definitiva.

1. Introducción. Encuadre Legal y Legitimidad del Proceso.

El proceso de Revisión Tarifaria Ordinaria (RTO), se rige estrictamente por la Ley Provincial N° 524-A (Marco Regulador de la Actividad Eléctrica), cuyo Artículo 47° obliga a realizar una revisión integral cada cinco años. En este marco, el E.P.R.E., como autoridad de aplicación, tiene la función indelegable de controlar que la prestación del servicio se ajuste a los principios de continuidad, regularidad, igualdad y generalidad.

La Resolución E.P.R.E. N° 0631/24 marcó el inicio del camino al aprobar los “Principios Tarifarios Básicos”, alineando la RTO con los objetivos de la transición energética: descarbonización, digitalización y descentralización. El objetivo central, inalterable a lo largo de todo el proceso, ha sido asegurar el mínimo costo razonable para las personas usuarias, siempre que sea compatible con la calidad del abastecimiento definida contractualmente.

El respeto irrestricto a las normas vigentes se manifestó en una arquitectura procedimental diseñada para maximizar la transparencia y la participación:

- Audiencias Públicas Obligatorias: En cumplimiento del Artículo 72° inciso c) de la Ley N° 524-A, el E.P.R.E. convocó a las partes

a un debate abierto antes de dictar cualquier resolución sobre la estructura tarifaria. Para garantizar un análisis profundo de la complejidad técnica, el E.P.R.E. decidió segmentar el tratamiento en cinco Audiencias Públicas temáticas, permitiendo que cada componente del costo (demanda, inversiones, calidad, personal y cómputo final) fuera auditado socialmente de forma específica.

- El Consejo Asesor (CAART): Como práctica exitosa institucional, se activó el Consejo Asesor de Acompañamiento de las Revisiones Tarifarias. Este órgano garantizó la participación activa de los sectores de la producción, el trabajo, asociaciones de usuarios, la Defensoría del Pueblo y representantes de los poderes del Estado, asegurando que todos los actores contaran con información técnica previa y detallada para sus ponencias.

Este proceso RTO consolida la seguridad jurídica en la Provincia. Al rechazar pretensiones de recálculos históricos o ajustes basados en sentencias ajenas al contrato, el E.P.R.E. protegió la “cosa juzgada administrativa” y la confianza legítima de las personas usuarias. El resultado es un cuadro tarifario que no solo cumple con la de la ley, sino que responde al derecho de las personas usuarias a recibir información adecuada, veraz y un trato equitativo.

2. Definición de Lineamientos EPRE (Res. E.P.R.E. N° 631/24)

Mediante la Resolución EPRE N° 631/24, el Ente fijó los “Principios Tarifarios Básicos”, estableciendo que el nuevo régimen debía fomentar las “3D”: Descarbonización, Digitalización y Descentralización. Se impuso la obligación para las Distribuidoras de presentar planes de inversión con un horizonte de 10 años y medidas específicas de resiliencia ante eventos climáticos extremos.

3. Propuesta de la Distribuidora Naturgy San Juan (NSJ).

La Distribuidora presentó una pretensión inicial de Incremento de ingresos de \$5.985 millones mensuales, lo que implica un aumento de la Tarifa Media del 23,29%. Su propuesta se centró en algunos puntos críticos:

- Recálculo de la Base de Capital: Solicitó elevar la Base de Capital (BCR) a \$344.435 millones, pretendiendo corregir índices históricos del INDEC (2007-2015).
- Tasa de Costo de Capital: Solicitó un aumento de la Tasa de Costo de Capital reconocida.

- Mayores Pérdidas e incobrables: Solicitó reconocer mayores niveles de pérdidas no técnicas e incobrables.

4. Acuerdo Transaccional EPRE – NSJ (Res. 778/25)

Un hito fundamental para la seguridad jurídica fue la aprobación del Acuerdo Transaccional el 17 de septiembre de 2025. Mediante este, NSJ se comprometió a desistir de la totalidad de los juicios contra las Resoluciones del E.P.R.E., permitiendo integrar a la RTO el nuevo Mecanismo de Control con Indicadores de Desempeño (MCID), alineando los incentivos de la empresa con la calidad percibida por el usuario.

5. Participación Ciudadana: Audiencias Públicas y CAART

La RTO se caracterizó por una transparencia democrática sin precedentes, estructurada en cinco Audiencias Públicas temáticas y la intervención del Consejo Asesor de Acompañamiento (CAART).

- Partes Participantes: Además de las empresas, intervinieron Dirección de Recursos Energéticos, Defensoría del Pueblo, Dirección de Defensa al Consumidor, Sindicato Luz y Fuerza, CGT San Juan, U.D.A.P., Asociación Amas de Casa del País, Multi-sectorial Unidos contra el Ajuste – Encuentro y Pro-

greso, Centro de Jubilados Paz y Bien, Unión Industrial de San Juan, Federación Económica de San Juan – Cámara de Comercio de San Juan, Asociación de Viñateros Independientes, Cámara Olivícola de San Juan, Centro de Ingenieros San Juan, Cámara de Energía Renovable de San Juan, Empresas, Vecinos de Calingasta, entre otros.

- Rol del CAART: Este consejo permitió que sectores de la producción y el trabajo accedieran a la información técnica de forma simplificada antes de cada audiencia, garantizando una participación informada.



El proceso de Audiencias se dividió en cinco instancias para garantizar un debate profundo, se resumen a continuación los temas tratados en cada una de las 5 audiencias realizadas:

1. Demanda y Estructura: Previsión de crecimiento extra tendencial de la demanda eléctrica (Proyectos Mineros) y nuevas categorías (Generación Distribuida).

2. Inversiones y Resiliencia: Obras de 132 kV y protección ante el cambio climático.

3. Calidad y Suministro: Nuevas reglas de atención y modernización del régimen.

4. Costos y Personal: Análisis de la “Empresa Modelo” y eficiencia operativa.

5. Cómputo Final: Integración técnica de todos los componentes.

6. Resolución RTO: Pilares de la Decisión Final

A. Demanda Eléctrica y Pérdidas

Se adoptó una proyección que contempla el crecimiento extra tendencial que introducen los proyectos mineros. El EPRE rechazó el “sendero de ineficiencia” de la empresa en lo que se refiere

a pérdidas e incobrables, exigiendo una reducción progresiva de las pérdidas totales hacia el **12% total** para 2030.

B. Calidad de Servicio y el MCID

Se implementó el **Control de Calidad Estratificado**. Este sistema detecta deficiencias en zonas específicas (sobre-muestreo), obligando a la empresa a focalizar inversiones donde el servicio es más débil.

C. Inversiones y Resiliencia

Se aprobó el Plan de Inversiones Quinquenal, orientado al abastecimiento de la demanda prevista en tiempo y forma, y además un **Plan Director a 10 años** y un **Plan de Resiliencia**, tendiente a dotar al sistema provincial de infraestructura suficiente para el crecimiento esperado.

D. Costos Operativos y Personal: Soberanía Técnica

El EPRE rechazó la externalización total propuesta. Se fijó la dotación de la **Empresa Modelo en 215 empleados propios** para asegurar que la Distribuidora mantenga la ingeniería y el control operativo de la red.

E. Base y Costo de Capital

Se ratificó la **intangibilidad de la BCR** aprobada en 2021, rechazando el pedido de NSJ por ser jurídicamente inadmisibles. El costo de capital (WACC) se

fijó en un **8,76% real**, descartando rubros como el “Riesgo País”.

F. Cálculo Tarifario y Contención.

- **Variación Tarifaria:** El aumento promedio fue del **10,83%** (menos de la mitad de lo pedido).

- **Contención:** Se difirió la aplicación de los nuevos valores al **1 de marzo de 2026**, protegiendo a los usuarios del pico de calor veraniego.

G. Factor de Incentivo para la Modernización y Calidad del Abastecimiento (FIMCA)

El Factor de Incentivo para la Modernización y Calidad del Abastecimiento (FIMCA) es un componente tarifario dinámico introducido en la Revisión Tarifaria 2026-2030 para incentivar la modernización tecnológica y la resiliencia de la infraestructura eléctrica en San Juan. A diferencia de los esquemas regulatorios tradicionales que se limitan a sancionar fallas, el FIMCA actúa como un incentivo positivo que vincula los ingresos de la distribuidora con resultados verificables de calidad. Su objetivo central es asegurar que las inversiones se traduzcan en mejoras tangibles en la continuidad y seguridad del servicio para hogares, comercios e industrias.



Estrategia de Infraestructura Eléctrica 2026-2030: San Juan hacia el Futuro

Plan de Resiliencia: Protección y Respuesta

Fortaleza Ante Emergencias: 31 Millones USD

Inversiones adicionales para mitigar impactos de baja probabilidad pero alta severidad.

Estación Transformadora Móvil
Equipo versátil para restablecer servicio inmediato ante fallas críticas.



Almacenamiento BESS
Uso de baterías de gran escala para continuidad del suministro.



Defensa Ambiental
Refuerzos estructurales contra sismos y vientos Zonda.

Modernización Tecnológica: Redes Inteligentes

Infraestructura AMI (Medidores Inteligentes)
Telemedición, gestión dinámica de la demanda y reducción de costos operativos.



Inversión en Innovación: 9 Millones USD
Transformación de la red física en una plataforma digital eficiente y segura.



Nuevo Sistema SCADA y ArcGIS
Control centralizado y gestión georreferenciada en tiempo real para optimizar atención.

Plan de Inversiones de Referencia (Cifras a Abril 2026)



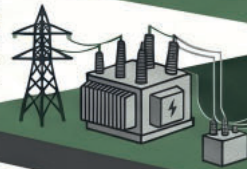
Expansión del Sistema: \$144.718M (87.7%)
Grueso de la inversión para nuevas obras, cubriendo crecimiento de demanda minera y urbana.

Inversión Total: \$164.948 Millones
Monto global proyectado (Abril 2026) para operatividad y crecimiento.

Reposición de Activos: \$20.229M
Renovación de equipos oboeletos, cambio de postación y mantenimiento mayor.



Obra Clave: ET San Juan Sur
Estación fundamental para aliviar carga metropolitana, Puesta en servicio 2025-2026.



Obra Clave: ET San Juan Este
Transferencia de demanda (Santa Lucía) y respaldo a ET Pueyrredón en 132 kV.



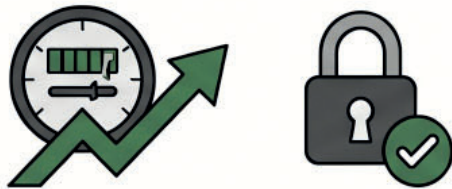
Plan Director (2026-2036): El Esqueleto de Alta Tensión

Desarrollo Estratégico en 132 kV:
Robustecimiento del sistema de transporte para eliminar cuellos de botella y garantizar el abastecimiento a largo plazo.

La implementación de este mecanismo representa un avance hacia una regulación proactiva, donde es económicamente más racional para la empresa invertir en la excelencia que pagar multas por ineficiencias. El FIMCA no reemplaza al régimen sancionatorio vigente, sino que lo complementa: mientras las sanciones aseguran un “piso” de protección básica compensando al usuario afectado, el incentivo impulsa un “techo” de mejora continua que beneficia preventivamente a toda la sociedad, fomentando la adopción de redes inteligentes y tecnologías de vanguardia.

FIMCA: Impulsando la Excelencia en el Servicio Eléctrico (2026-2030)

Definición y Naturaleza



Un componente tarifario dinámico y por resultados.

El FIMCA premia resultados verificables en calidad de servicio, actuando como un incentivo positivo sobre la tarifa base cuando se superan los estándares objetivos.

Enfoque en el Desempeño Real.

A diferencia de otros factores, el FIMCA es reversible y auditable, garantizando que el “premio” solo se efective si las inversiones elevan objetivamente la calidad.

Mecánica del Incentivo: El “Delta Q”



El cálculo basado en la mejora relativa (ΔQ).

El factor se determina mediante el “Delta Q”, que mide la mejora de indicadores clave (como SAIDI y SAIFI) respecto de una línea de base histórica de 3 a 5 años.

Línea de Base como referencia de éxito.

Se utilizan promedios históricos (ej. 2020-2024) para establecer el punto de partida, eliminando sesgos estadísticos y eventos exógenos graves.

Escenarios y Valores de Aplicación



FIMCA > 0: Premio por Excelencia.

Se aplica un aumento en el ingreso cuando la mejora detectada es significativa (típicamente $\Delta Q > 2\%$ para evitar ruidos estadísticos).



FIMCA = 0: Desempeño Neutro o Inferior.

Si el desempeño es simplemente el esperable o inferior a la línea base, no se aplica ningún aumento tarifario por este concepto.

Sinergia Regulatoria: El “Piso” y el “Techo”

El Régimen Sancionatorio asegura el Piso.

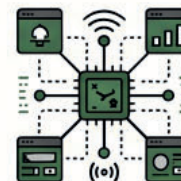
Las sanciones vigentes actúan como un mecanismo punitivo para corregir incumplimientos de estándares mínimos obligatorios.



El FIMCA impulsa el Techo.

Mientras las sanciones castigan la mala calidad, el FIMCA induce a la empresa a buscar la excelencia y superar los mínimos legales.

Objetivos Estratégicos y Modernización



Incentivo a la Modernización Tecnológica.

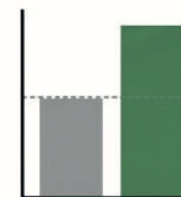
El esquema impulsa inversiones en redes inteligentes, telecontrol, sistemas SCADA avanzados y gestión digital de la red (ArcGIS).



Resiliencia y Redes Inteligentes.

El objetivo es lograr una infraestructura capaz de mitigar eventos climáticos y reducir drásticamente los tiempos de restitución del servicio.

Aplicación Inicial 2026



Mejora detectada del 9,80%.

Basado en el desempeño reciente (2024-2025), se ha verificado una mejora del 9,80% en los indicadores globales respecto a la base histórica.



FIMCA inicial del 3%.

Como resultado de la mejora verificada, se establece un factor de modulación inicial del 3% para el comienzo del ciclo 2026.

7. Hacia la Plena Vigencia: Marcha Blanca

El proceso aprobado por la Resolución E.P.R.E. N° 80/26 concluye con una transición ordenada:

a) Marcha Blanca (1° Semestre 2026): Ajuste de sistemas y reportes sin sanciones pecuniarias relacionada con los indicadores sistémicos, para calibrar las nuevas metas de calidad.

b) Aplicación Plena (2° Semestre 2026): Entrada en vigor de todo el régimen sancionatorio y de incentivos para garantizar una mejora real del servicio.

8. El Perfeccionamiento del Consentimiento: Solidez y Seguridad Jurídica del Proceso.

Un hito fundamental que dota de una solidez jurídica inexpugnable a la Revisión Tarifaria Ordinaria 2026–2031 es el cumplimiento de lo dispuesto en el Artículo 6° de la Resolución E.P.R.E. N° 80/26. Esta norma estableció una cláusula de salvaguarda esencial: la presentación de los Cuadros Tarifarios por parte de la Distribuidora implicaría, de pleno derecho, su conformidad y aceptación irrevocable e incondicional a la totalidad de las definiciones técnicas, económicas y metodológicas adoptadas por el E.P.R.E.

En este contexto, Naturgy San Juan S.A. presentó sus cuadros tarifarios en tiempo y forma, lo cual, en los términos del marco legal, perfeccionó el consentimiento expreso de la empresa a los términos de la Resolución N° 80/26. Este hecho tiene implicancias trascendentales para la estabilidad del servicio y la protección de los usuarios:

- Aceptación de la Metodología: Implica la aceptación «lisa, llana e irrevocable» de la metodología tarifaria, lo que anula la posibilidad de cualquier reclamo administrativo o judicial ulterior sobre lo resuelto en este proceso.

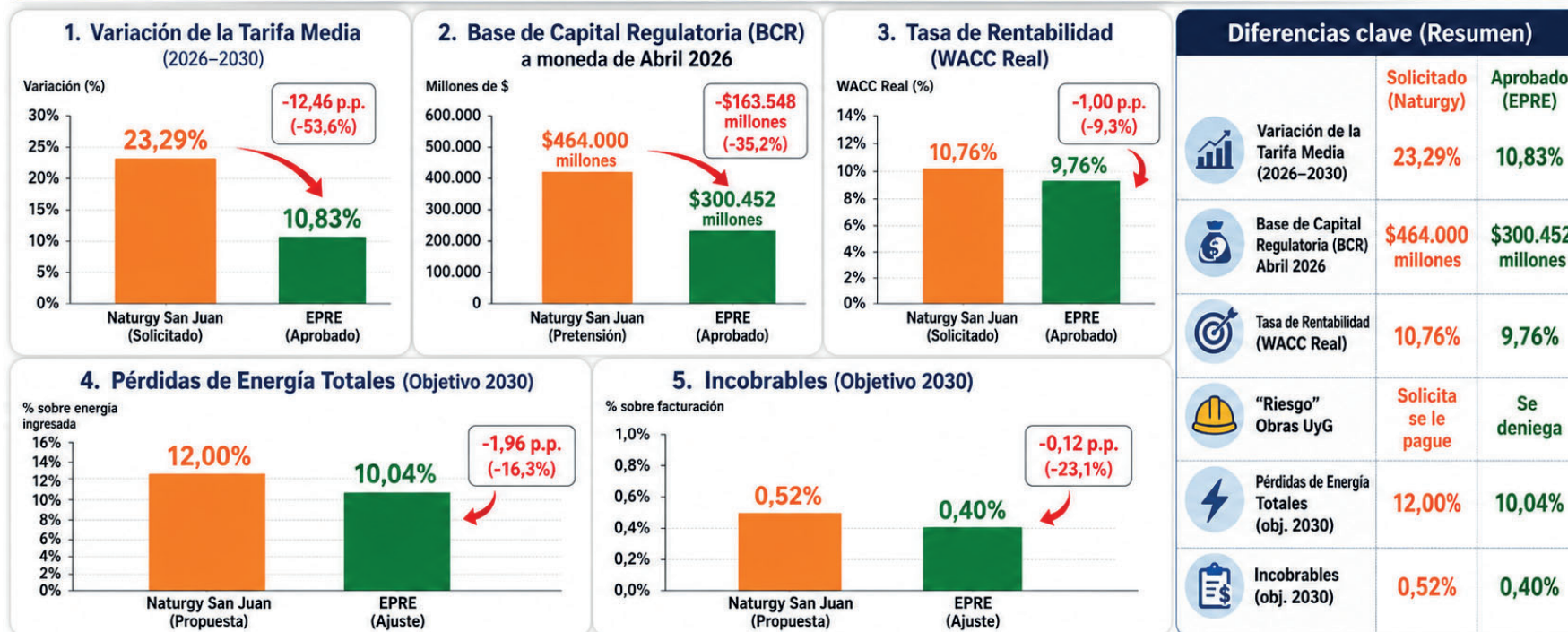
- Cierre de Disputas Históricas: Al consentir la resolución, la Distribuidora convalida definitivamente el rechazo del E.P.R.E. a sus pretensiones de recálculo de la Base de Capital (BCR) fundadas en la supuesta «emergencia estadística» de años anteriores. Esto protege la «cosa juzgada administrativa» y evita que se trasladen a la tarifa costos históricos ya saldados.

- Estabilidad del Quinquenio: El consentimiento voluntario de la concesionaria elimina la incertidumbre legal, garantizando que el Plan de Inversiones, el Mecanismo de Control (MCID) y el esquema de incentivos (FIMCA) se apliquen con plena vigencia y sin dilaciones litigiosas.

En definitiva, la aceptación sin reservas por parte de la Distribuidora, consagra un escenario de previsibilidad y seguridad jurídica relevante para la Provincia, asegurando que el foco del quinquenio esté puesto exclusivamente en la mejora de la calidad y la modernización del servicio.

Comparativo: Naturgy San Juan (Solicitud) vs. EPRE (Resolución 80/26)

Período 2026–2030



ACEPTACIÓN:

Naturgy San Juan prestó su consentimiento expreso e irrevocable a los valores finales definidos por el EPRE.

SUBSIDIOS DEL ESTADO NACIONAL A LAS PERSONAS USUARIAS DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2025

- *Introducción*
- *Registro de Acceso a los Subsidios de Energía (RASE)*
 - *Acciones encaradas desde la Jurisdicción Provincial*
- *Decreto N° 943/2025. Nuevo Régimen de Subsidios Energéticos Focalizados (SEF) a partir del 01/01/2026*
 - *Acciones encaradas desde la Jurisdicción Provincial*
- *Resultados de la implementación en la Provincia de San Juan del nuevo esquema de Subsidios Energéticos Focalizados (SEF)*



SUBSIDIOS DEL ESTADO NACIONAL A LAS PERSONAS USUARIAS DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2025

Introducción

Las facturas que las personas usuarias abonan por el Servicio Público de Electricidad en nuestra Provincia, tienen tres componentes básicos que se detallan a continuación:

- a) Componente del Precio de la Energía y Potencia en el Mercado Eléctrico Mayorista y Transporte en redes de Extra Alta Tensión Nacionales y de Alta Tensión Regionales,
- b) Componente vinculado al Servicio de Distribución y
- c) Componente impositivo que surge de las Leyes y Ordenanzas Sancionadas.

De los componentes antes mencionados, este E.P.R.E. solo tiene competencia para fijar el Componente **b)** vinculado al Servicio de Distribución, prestado por Energía San Juan S.A. y D.E.C.S.A.

Respecto del Componente **a)** vincula-

do al Precio de la Energía y Potencia en el Mercado Eléctrico Mayorista y Transporte en redes de Extra Alta Tensión Nacionales y de Alta Tensión Regionales, es absoluta competencia del Estado Nacional su fijación, limitándose la competencia de este E.P.R.E. al control de que las Distribuidoras lo incluyan correctamente en las facturas de las personas usuarias.

Durante el año 2025, el Estado Nacional mantuvo vigente y en aplicación el Registro de Acceso a los Subsidios de Energía (RASE), en el objetivo de incrementar la eficiencia del uso de electricidad, mejorar la situación de déficit fiscal, y garantizar la equitativa asignación de subsidios a las personas usuarias que realmente lo necesitan, conformando el padrón de personas beneficiarias del régimen de subsidios, sobre la base de las declaraciones juradas presentadas.

Mediante el Decreto N°943/2025, publicado el 2 de enero de 2026, el Poder Ejecutivo Nacional dispuso la unificación de los subsidios energéticos de jurisdicción nacional, creando el nuevo régimen

de **Subsidios Energéticos Focalizados (SEF) con vigencia de aplicación a partir de Enero-2026**, eliminando el esquema de segmentación en tres niveles de ingresos (N1, N2 y N3) establecido por el Decreto N°332/2022 (RASE).

Registro de Acceso a los Subsidios de Energía (RASE)

Como se mencionara anteriormente, durante el año 2025, el Estado Nacional mantuvo vigente y en aplicación el Registro de Acceso a los Subsidios de Energía (RASE), en el cual se clasifican los suministros en tres segmentos, cada uno con subsidios diferenciados según los aspectos socio-económicos de cada hogar.

- **Segmento de ingresos altos:** Entre otros criterios, ingresos mensuales netos superiores del conjunto de los integrantes del hogar más de 3,5 Canastas Básicas Totales (CBT) para un hogar 2 según el INDEC.
- **Segmento de menores ingresos:** Entre otros

criterios, ingresos mensuales netos superiores del conjunto de los integrantes del hogar menos de 1 Canasta Básica Total (CBT) para un hogar 2 según el INDEC, hogar con Certificado de Vivienda (ReNaBaP), al menos un integrante del hogar posea Pensión Vitalicia a Veteranos de Guerra del Atlántico Sur, etc.

• **Segmento de ingresos medios:** No comprendidos en los niveles 1 y 2.

A partir de la información cargada por cada persona en el formulario mencionado, el Estado Nacional definió el Nivel a considerar para la aplicación del subsidio al precio de la energía según lo definido en el Decreto N° 332/2022.

Acciones encaradas desde la Jurisdicción Provincial.

En el marco de lo mencionado previamente, la Provincia de San Juan ha suscripto con el Estado Nacional Actas Acuerdo para la Implementación de la Segmentación de Subsidios, siempre con el fin de colaborar con la Jurisdicción Nacional en la identificación de aquellas personas usuarias que necesitan seguir recibiendo los subsidios al precio de la energía.

El E.P.R.E., durante el año 2025 ha avanzado en acciones directamente vinculadas a identificar a las personas usuarias que necesitan continuar recibiendo el subsidio del estado nacional, entre las cuales se destacan:

• Información a la nación de la nómina de personas usuarias con tarifa social provincial, definiendo la inclusión de tal padrón en el denominado Nivel 2 - Menores Ingresos de la segmentación de subsidios nacionales.

• Análisis detallado de las Bases de Datos de suministros de las Distribuidora de la Provincia, avanzando en la identificación de zonas y concentración de suministros con altas posibilidades de estar encuadrados incorrectamente en el nivel de mayores ingresos.

• Actividades de difusión en la Provincia a los fines de que las personas usuarias tramiten la solicitud de subsidio nacional en la página web destinada al efecto.

• Disposición de recursos para carga de formularios (en la web de la nación) de solicitudes de subsidio de personas con inconvenientes para acceder a in-

ternet.

• Coordinación con el Ministerio de Desarrollo Humano y Promoción Social de la Provincia y con Municipios para abordaje territorial en zonas con concentración de suministros con mayores posibilidades de encuadres erróneos.

Decreto N°943/2025. Nuevo Régimen de Subsidios Energéticos Focalizados (SEF) a partir del 01/01/2026

El Gobierno Nacional aprobó en Decreto N°943/25, publicado en el Boletín Oficial del 02/01/2026, la derogación de la segmentación en tres niveles (N1, N2, N3), y la creación del Régimen de Subsidios Energéticos Focalizados (SEF), unificando a los beneficiarios en una única categoría de hogares vulnerables.

El RASE pasa a llamarse **ReSEF (Régimen de Subsidios Energéticos Focalizados)**, destacando que las personas usuarias que ya estaban inscriptas al RASE, no necesitan reinscribirse, pero se habilitan cruces de datos más estrictos (patrimoniales, SIN-TyS).

Bajo este nuevo esquema de subsidios, se subsidian hogares con ingresos netos tota-

les menores o iguales a 3 Canastas Básicas Totales (CBT) para un “Hogar tipo 2” del INDEC (ingresos del grupo familiar menores a \$ 4.303.392 por mes, a valores de Marzo 2026).

Asimismo, el Decreto 943/2025:

- Fija bloques de consumo base eléctricos subsidiados de **300 kWh/mes** en meses de alto consumo (enero, febrero, mayo, junio, julio, agosto y diciembre) y **150 kWh/mes** en meses de menor consumo (el excedente de estos consumos no recibe subsidio, se paga a precio pleno).
- Establece una bonificación general del 50% sobre el consumo base subsidiado.
- Dispone una “Bonificación Extraordinaria” adicional en las facturas, que comenzará con un 25% extra de descuento en el precio de la energía, con reducción progresiva a lo largo del año.
- Deroga el Decreto 332/2022 y da por concluido el período de transición. En consecuencia, a partir de 2026 desaparece la segmentación por niveles N1, N2 y N3, quedando vigente un esquema único de beneficiarios focalizados.

dicción Provincial.

- Durante la Consulta Pública convocada, el E.P.R.E. expuso con rigor técnico la realidad climática de nuestra provincia (inviernos y veranos extremos) y la necesidad de mayor energía para la vida cotidiana.
- A partir de la presentación del E.P.R.E. y otras Jurisdicciones Provinciales, se ha logrado la inclusión de una cláusula que permite a la Secretaría de Energía de la Nación ampliar los límites de consumo subsidiado en zonas bioambientales cálidas como San Juan.
- Se activarán de inmediato los mecanismos técnicos ante la Secretaría de Energía de la Nación para hacer operativa la cláusula de “zona cálida” para San Juan, y elevar esos topes para los hogares de nuestra Provincia.
- En este sentido, desde el E.P.R.E. se ha efectuado una presentación técnica inmediata ante Nación para reglamentar el Artículo 4º del Decreto 943/25, y aumentar la cantidad de kWh en el Consumo Base Subsidiado para la Provincia de San Juan.
- Adicionalmente, se lleva a cabo un monitoreo permanente del empadronamiento de hogares de San Juan en el nuevo Registro (ReSEF). Las perso-

nas usuarias que ya estaban inscriptas en el RASE no necesitan volver a hacerlo, pero es vital mantener los datos del hogar actualizados.

Resultados de la implementación en la Provincia de San Juan del nuevo esquema de Subsidios Energéticos Focalizados (SEF).

En el marco de la transición normativa detallada precedentemente, a continuación se presenta un análisis comparativo entre la categorización que se encontraba vigente bajo el RASE (diciembre 2025) y la nueva categorización bajo RSEF (febrero 2026).

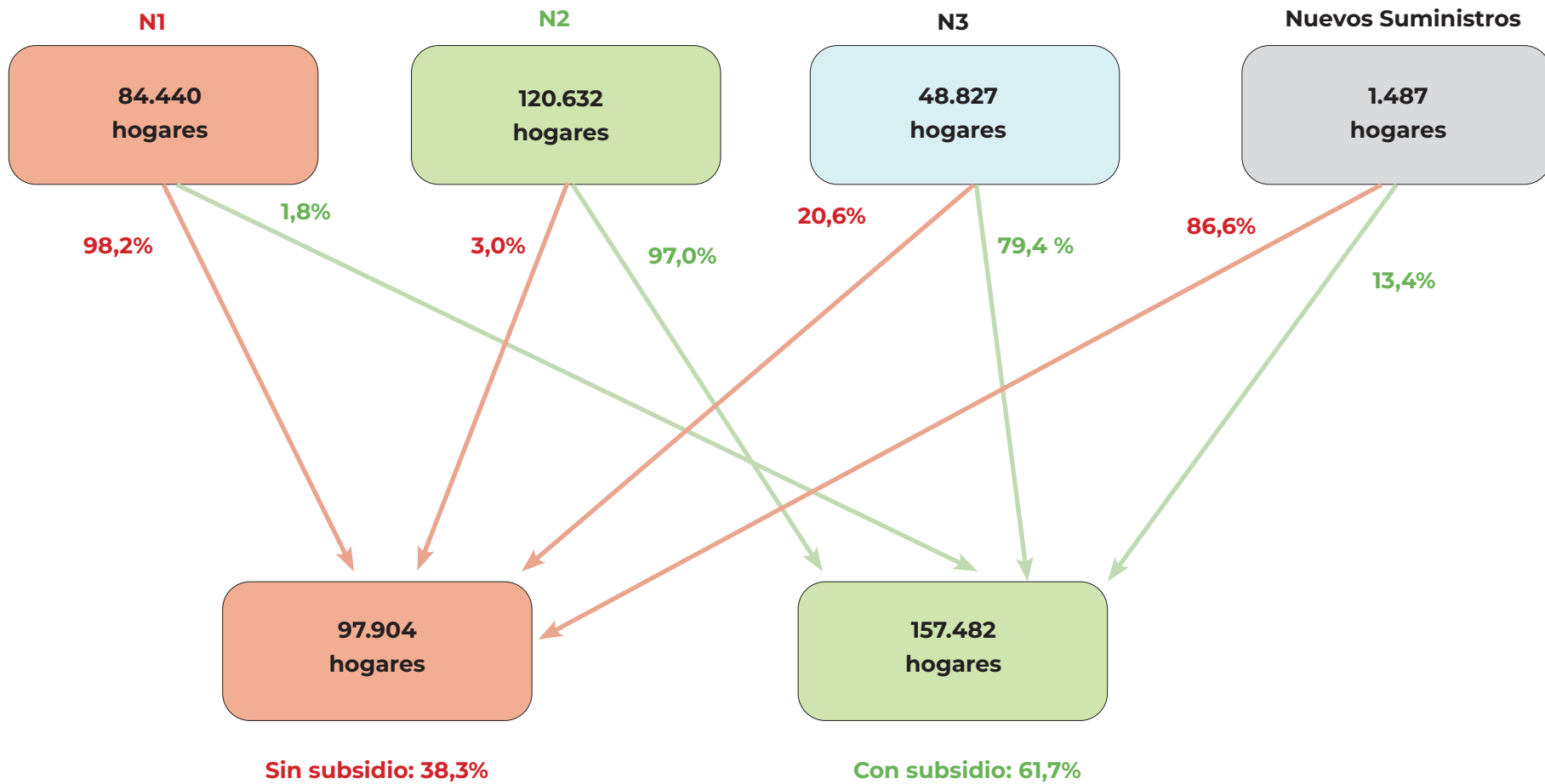
Acciones encaradas desde la Juris-



CATEGORIZACIÓN SEGÚN SEGMENTACIÓN RASE (DIC-25)		CATEGORIZACIÓN DE SUBSIDIOS ENERGÉTICOS FOCALIZADOS (SEF)(FEB-26)			
Nivel	Cantidad de Hogares	Hogares Sin Subsidio	Hogares Con Subsidio	% Sin Subsidio	% a Con Subsidio
N1	84.440	82.921	1.519	98,2%	1,8%
N2	120.632	3.655	116.977	3,0%	97,0%
N3	48.827	10.040	38.787	20,6%	79,4%
"Sin Nivel (nuevos suministros)"	1.487	1.288	199	86,6%	13,4%
Totales	255.386	97.904	157.482		

Del análisis efectuado surge que, del universo total de usuarios residenciales, que asciende a 255.386 hogares, bajo el nuevo esquema SEF, 157.482 hogares (61,7%) continúan con el subsidio y 97.904 hogares (38,3%) quedan sin subsidio.

En el gráfico a continuación se resume la categorización de subsidios conforme RASE (a Dic 2025) y como quedaría dicha clasificación después de la migración de subsidios



Desde el punto de vista de la migración:

- Casi totalidad de los hogares previamente categorizados como N2, el **97%** continúan con subsidio.
- En el caso de N3, aproximadamente el **79,4%** mantiene el beneficio.
- En N1, el **98,2%** continúan sin subsidio bajo el nuevo esquema.
- En nuevos suministros sin nivel previo, el **13,4%** accede al beneficio, lo cual muestra la importancia de efectuar las inscripciones en el ReSEF para el caso de suministros nuevos que se den de alta.

LA CUESTIÓN TARIFARIA, INDICADORES A MAYO 2026

Evolución Precio de la Energía (\$/MWh)

Subsidios Energéticos Focalizados (SEF) - Decreto Nacional N° 943/25. Participación de los Cargos en la Factura de un Usuario T1-R3 - Consumo 588 [kWh/mes]

Evolución Factura Usuarios Residenciales en relación con Indicadores Económicos - (Enero 2020 = 1)

- Usuario T1 - R3 - 620 kWh/mes - CON SEF (ex N2)*
- Usuario T1 - R3 - 620 kWh/mes - SIN SEF (ex N1)*

Factura Eléctrica Usuario Residencial

- SIN SUBSIDIO SEF*
- CON SUBSIDIO SEF*

Cantidad de Usuarios Residenciales agrupados por TOTAL FACTURA [\$/mes] Marzo 2026

Cantidad de Usuarios Residenciales con TARIFA SOCIAL agrupados por Total Factura [\$/mes] Marzo 2026

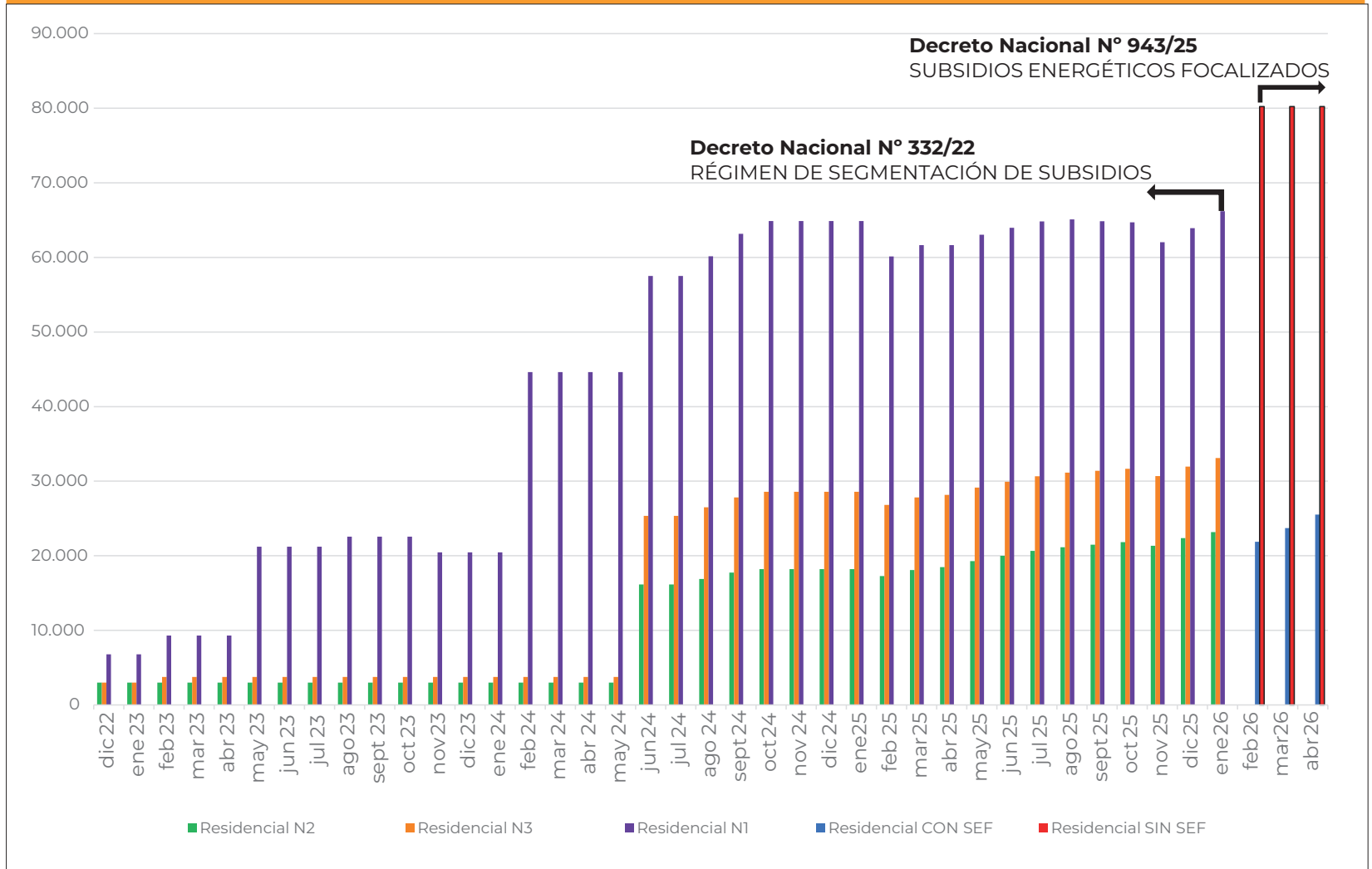


Impacto de la quita de Subsidios Nacionales en el Precio de la Energía de suministros Residenciales

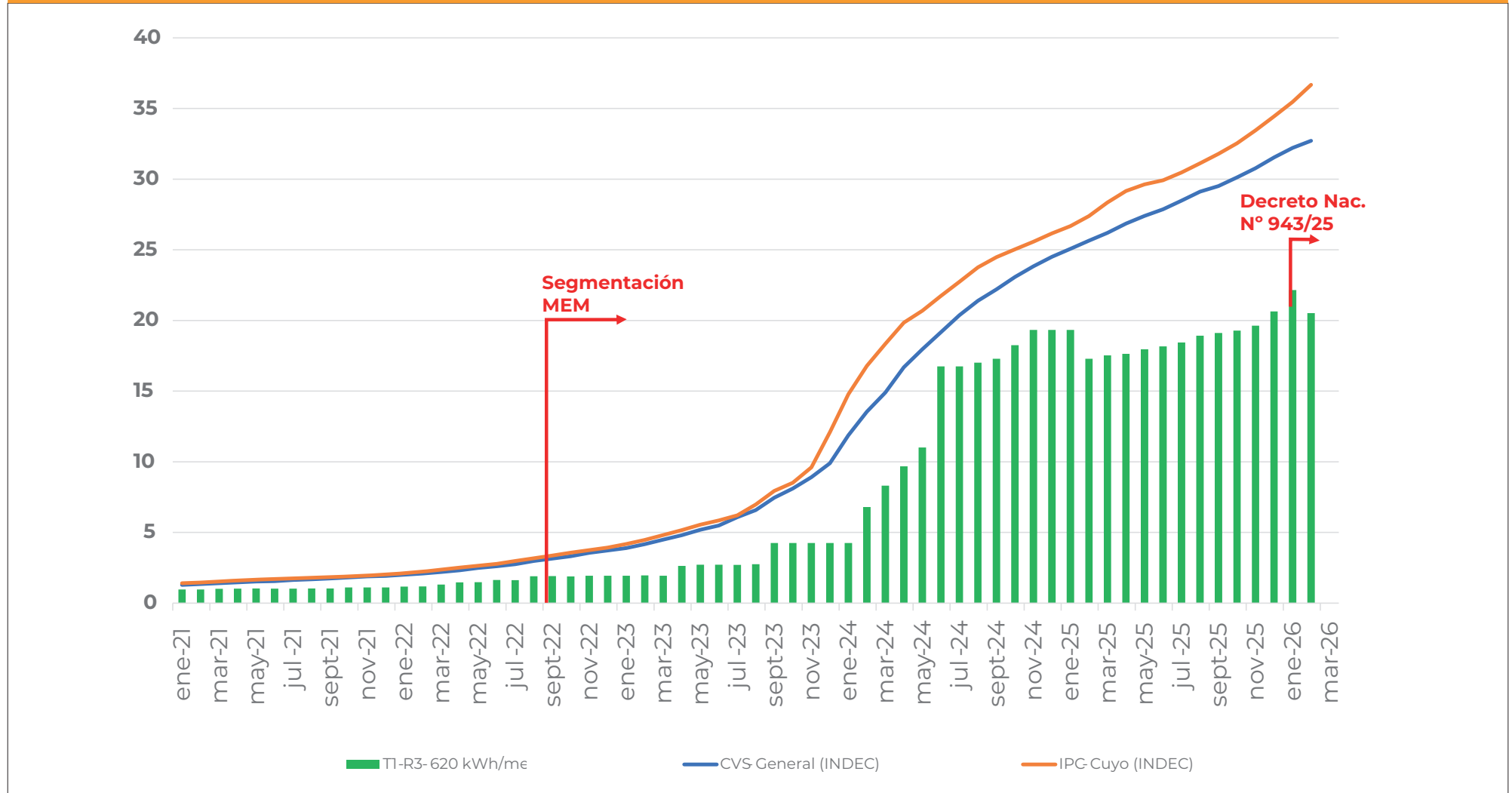
A continuación, se muestra la evolución del precio de la energía (aprobado por la jurisdicción nacional), desde diciembre 2022 hasta abril 2026, en el cual puede apreciarse un importante crecimiento en el tiempo.

Asimismo, se explicita la implementación del Decreto Nacional N° 943/2025, el cual implica la derogación de la segmentación en tres niveles (N1, N2, N3), y la creación del Régimen de Subsidios Energéticos Focalizados (SEF), unificando a los beneficiarios en una única categoría de hogares vulnerables.

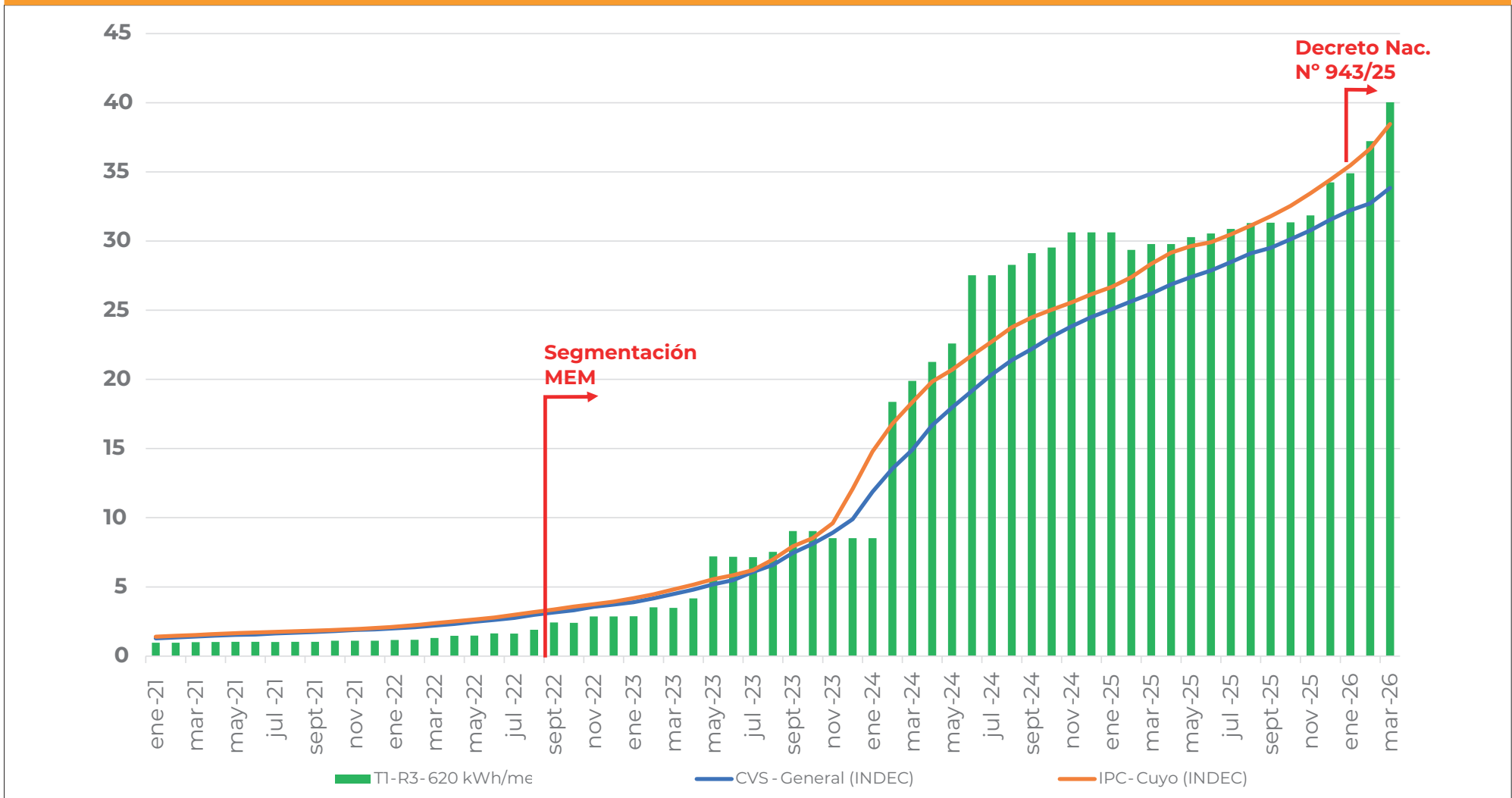
Evolución Precio de la Energía [\$/MWh]



Evolución Factura Usuarios Residenciales en relación con Indicadores Económicos - (Enero 2020 = 1)
 Usuario T1 - R3 - 620 kWh/mes - CON SEF (ex N2)

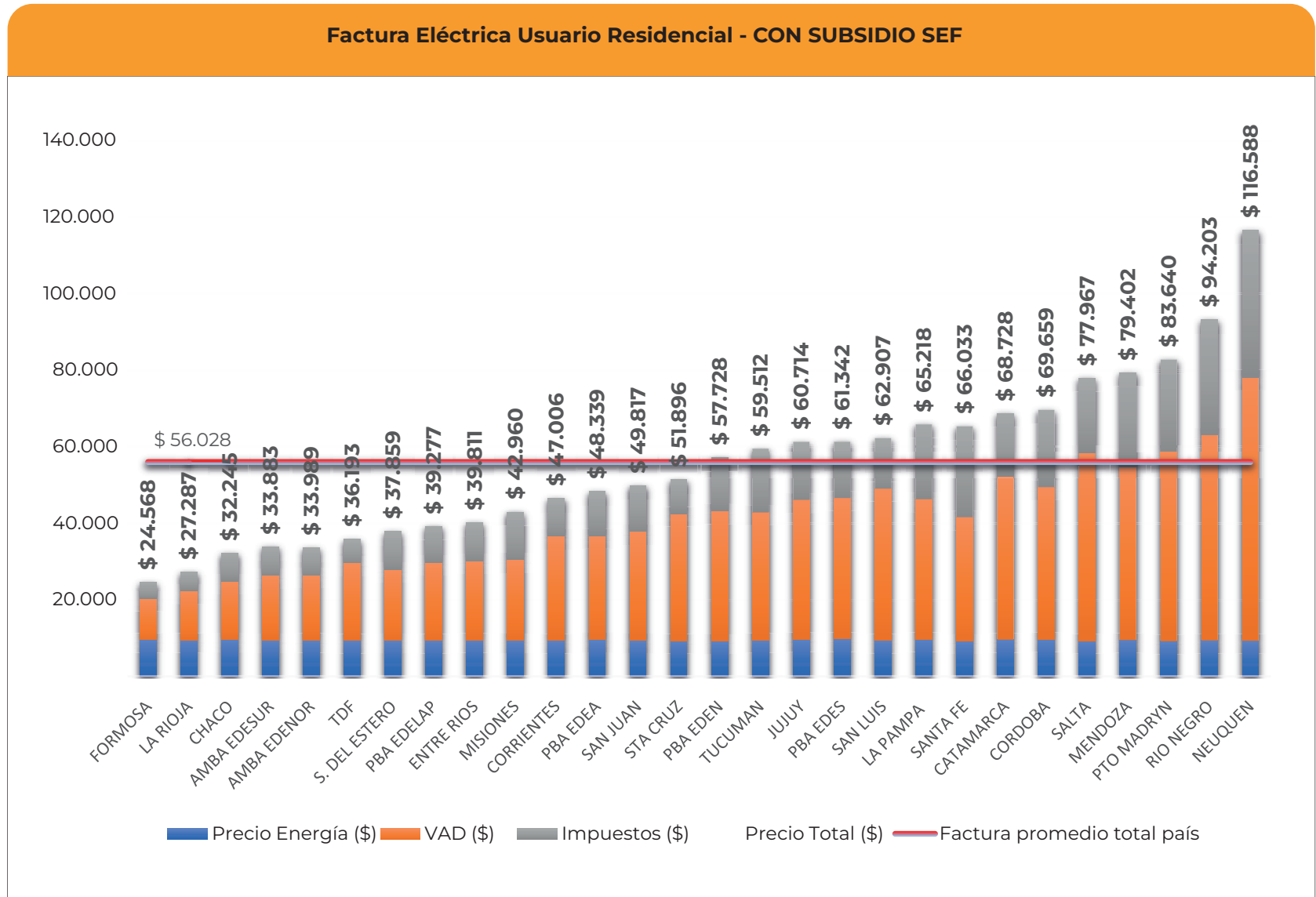


Evolución Factura Usuarios Residenciales en relación con Indicadores Económicos - (Enero 2020 = 1)
Usuario T1 - R3 - 620 kWh/mes - SIN SEF (ex N1)

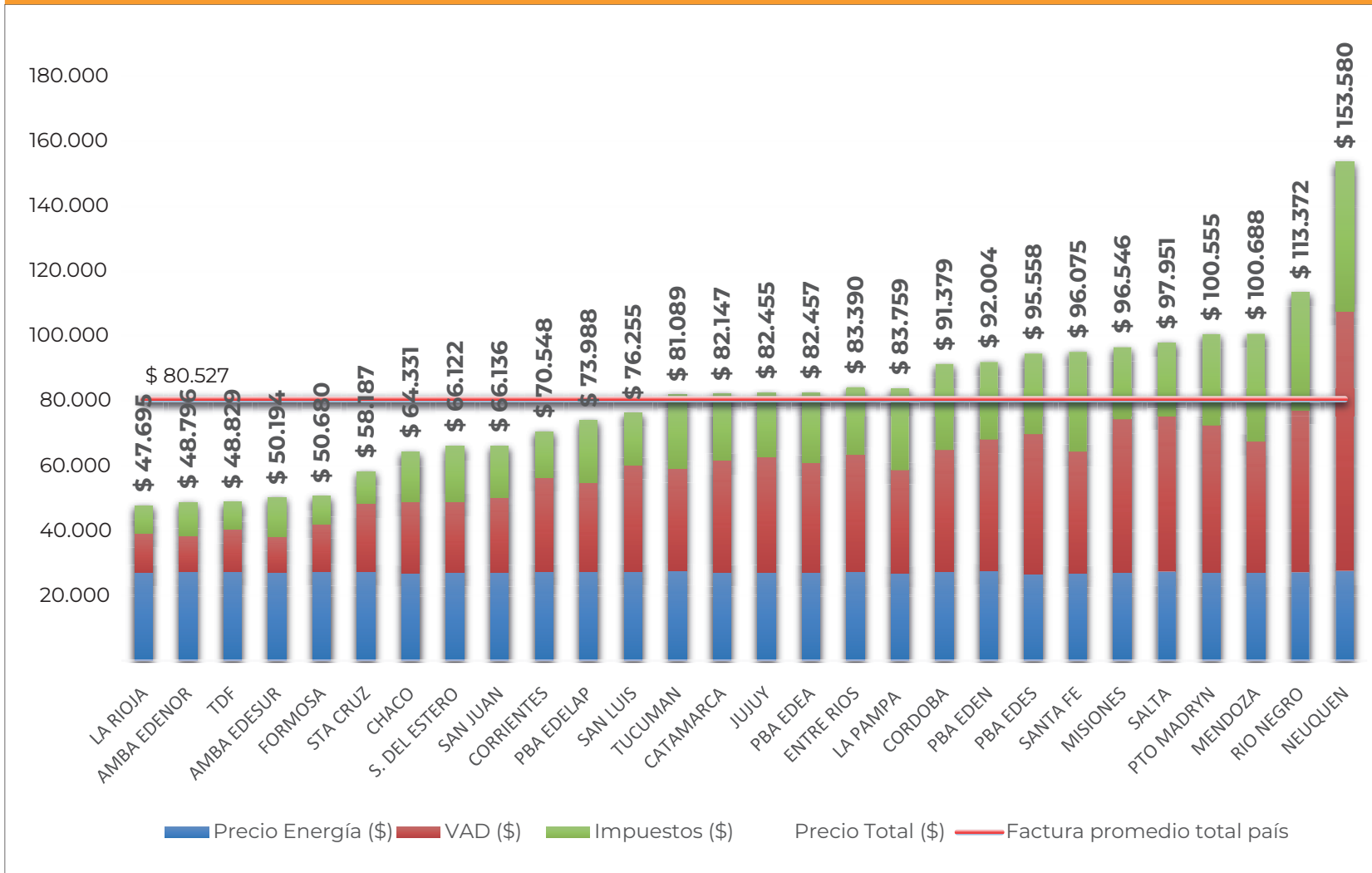


COMPARATIVO DE TARIFAS ELECTRICAS ENTRE PROVINCIAS

Factura eléctrica que abona un usuario residencial al mes de marzo de 2026 con un consumo mensual de 265kWh, con desglose de cargos MEM (Cargos Nacionales por generación y transporte), cargos VAD (Cargos de Red Provinciales) e Impuestos, para el esquema Con y Sin Subsidios energéticos de jurisdicción nacional (bajo el nuevo régimen de subsidios focalizados SEF). (Fuente de información "Reporte de Tarifas y Subsidios - Observatorio de Tarifas y Subsidios IIEP (UBA-Conicet) | Marzo 2026"



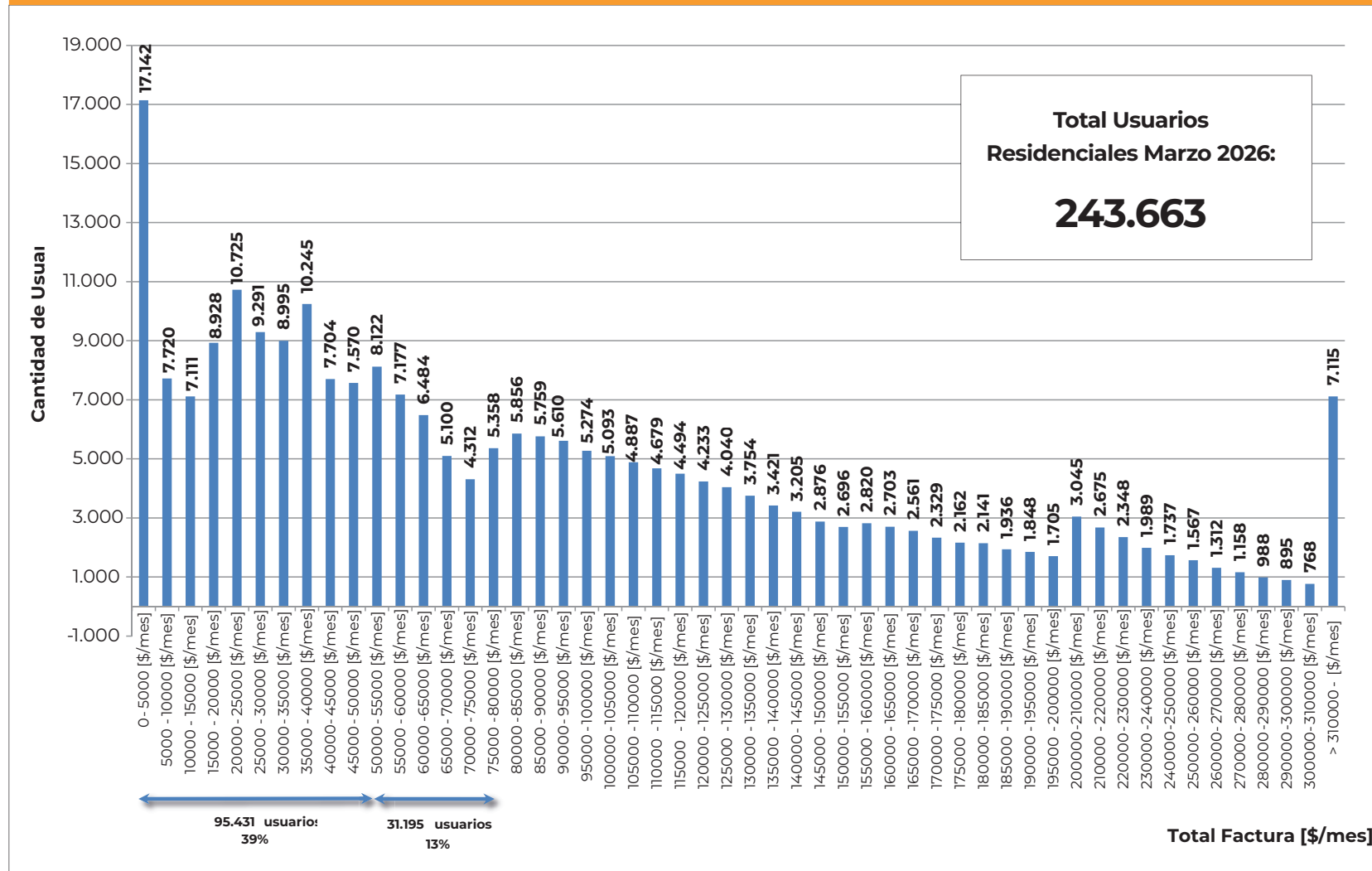
Factura Eléctrica Usuario Residencial - SIN SUBSIDIO SEF



Comparativo del VAD (Valor Agregado de Distribución) unitario medio que abonan los usuarios residenciales de las distintas Provincias a Marzo 2026 (pesos por kWh).

El VAD Unitario promedio del País es de \$/kWh 121,2 y se observa que el VAD unitario medio que abonan las personas usuarias de San Juan se encuentra por debajo del valor promedio del país (\$/kWh 97,3).

Cantidad de Usuarios Residenciales agrupados por TOTAL FACTURA [\$/mes] Marzo 2026



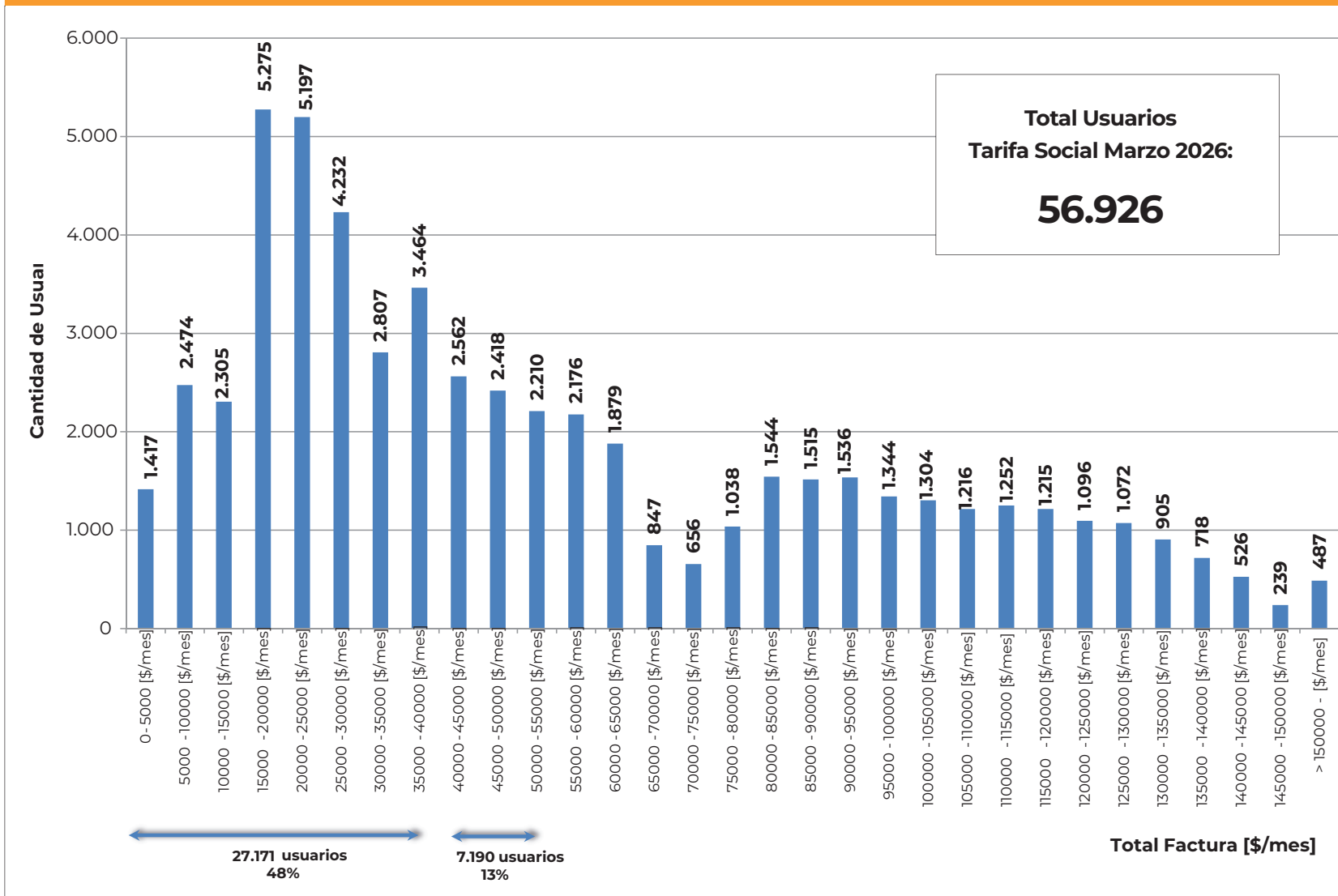
En este gráfico se presenta la cantidad de Usuarios Residenciales agrupados por rangos del total factura abonado.

Se observa que el 39% de los usuarios abonan montos de la factura menores a \$50.000.

El 13% abonan entre \$50.000 y \$75.000.

Estos dos conjuntos suman el 52% de los Usuarios

Cantidad de Usuarios Residenciales con TARIFA SOCIAL agrupados por Total Factura [\$/mes] Marzo 2026



En este gráfico se presenta la cantidad de Usuarios alcanzados por la Tarifa Social Provincial agrupados por rangos del total factura abonado.

Se observan que 27.171 Usuarios abonan montos menores a \$40.000

Además 7.190 Usuarios abonan montos entre \$40.000 y \$55.000 por mes.

VALORES TARIFARIOS MÁXIMOS AL MES DE ABRIL 2026

- *Valores Tarifarios Máximos a aplicar por Naturgy San Juan S.A. con Subsidio del Estado*
- *Nacional para consumos desde el 01/04/26 hasta el 30/04/26*



VALORES TARIFARIOS MÁXIMOS A APLICAR POR NATURGY SAN JUAN S.A. CON SUBSIDIO DEL ESTADO NACIONAL PARA CONSUMOS DESDE 01/04/26 HASTA EL 30/04/26

TARIFA N°1 - PEQUEÑAS DEMANDAS							
Residencial SIN Subsidios Energéticos Focalizados (SEF)							
	Unidad	Uso Residencial					
		T1-R1	T1-R2	T1-R3			
Consumo bimestral		Hasta 220 kWh	Mayor a 220 kWh y hasta 580 kWh	Mayor a 580 kWh y hasta 1000 kWh	Mayor a 1000 kWh y hasta 1400 kWh	Mayor a 1400 kWh y hasta 2800 kWh	Mayor a 2800 kWh
Cargo fijo (haya o no consumo)	\$/bimestre	4012,55	13822,48	20379,86	20379,86	20379,86	20379,86
Cargo variable por energía	\$/kWh	196,1687	179,4920	178,5596	178,5596	178,5596	178,5596
Residencial CON Subsidios Energéticos Focalizados (SEF)							
	Unidad	Uso Residencial					
		T1-R1	T1-R2	T1-R3			
Consumo bimestral		Hasta 220 kWh	Mayor a 220 kWh y hasta 580 kWh	Mayor a 580 kWh y hasta 1000 kWh	Mayor a 1000 kWh y hasta 1400 kWh	Mayor a 1400 kWh y hasta 2800 kWh	Mayor a 2800 kWh
Cargo fijo (haya o no consumo)	\$/bimestre	3571,47	12296,22	18671,71	18671,71	18671,71	18671,71
Cargo variable por energía (Consumo base)	\$/kWh	118,6912	104,4495	103,6531	103,6531	103,6531	103,6531
Cargo variable por energía (Consumo excedente)	\$/kWh	196,1687	179,4920	178,5596	178,5596	178,5596	178,5596

TARIFA N°1 - PEQUEÑAS DEMANDAS						
Uso General y Alumbrado Público						
	Unidad	Uso General				Alumbrado Público
		T1-G1	T1-G2	T1-G3		T1-AP
Consumo bimestral		Hasta 240 kWh	Mayor a 240 kWh y hasta 580 kWh	Mayor a 580 kWh y menor que 4000 kWh	Mayor o igual 4000 kWh	Todos los consumos
Cargo fijo (haya o no consumo)	\$/bimestre	2669,57	20139,28	51701,47	51701,47	24701,36
Cargo variable por energía	\$/kWh	203,4925	169,9233	155,7006	155,7006	189,1449

TARIFA N°2 - MEDIANAS DEMANDAS			
	Unidad	Sin Medición de Potencia	Con Medición de Potencia
Demanda máxima contratada		Desde 10 kW y menor a 20 kW	Desde 20 kW y menor a 50 kW
Cargo fijo (haya o no consumo)	\$/mes	100400,95	61599,52
Por capacidad de suministro contratada	\$/kW-mes	-	19916,547
Cargo variable por energía	\$/kWh	191,4475	131,1148

TARIFA N°3 - GRANDES DEMANDAS							
	Unidad	Baja Tensión	MT 13,2 R	MT 13,2 B	MT 33	AT	
Cargo fijo (haya o no consumo)	\$/mes	175614,96	394474,79	394474,79	394474,79	394474,79	
Por máxima capacidad de suministro contratada	\$/kW-mes	17842,482	10046,776	5335,070	3935,576	2904,943	
Por consumo de energía y potencia							
Por capacidad de suministro contratada en horas de punta	\$/kW-mes	7422,439	9891,624	9554,375	9513,344	9146,970	
Por consumo de energía en horas punta	\$/kWh	96,9313	87,5992	85,6123	85,3733	83,1795	
Por consumo de energía en horas valle nocturno	\$/kWh	93,6488	84,6184	82,6957	82,4644	80,3415	
Por consumo de energía en horas restantes	\$/kWh	94,5774	85,4548	83,5125	83,2790	81,1343	
TARIFA N°4 - SERVICIO DE PEAJE							
	Unidad	CMP	BT	MT 13,2 R	MT 13,2 B	MT 33	AT
Cargo fijo (haya o no consumo)	\$/mes	61599,52	175614,96	394474,79	394474,79	394474,79	394474,79
Por máxima capacidad de suministro contratada	\$/kW-mes	21673,050	17842,482	10046,776	5335,070	3935,576	2904,943
Cargo variable por energía	\$/kWh	17,5172	-	-	-	-	-
Por consumo de energía y potencia							
Por capacidad de suministro contratada en horas de punta	\$/kW-mes	-	2451,346	2215,648	1878,399	1837,367	1470,994
Por consumo de energía en horas punta	\$/kWh	-	18,0547	8,7226	6,7356	6,4967	4,3029
Por consumo de energía en horas valle nocturno	\$/kWh	-	17,2721	8,2417	6,3190	6,0877	3,9648
Por consumo de energía en horas restantes	\$/kWh	-	17,3809	8,2583	6,3160	6,0825	3,9378

TARIFA RA - RIEGO AGRICOLA			
	Unidad	RSD - sin defirimiento	RCD - con defirimiento
Cargo fijo (haya o no consumo)	\$/mes	72882,26	99151,57
Por máxima capacidad de suministro contratada	\$/kW-mes	9239,726	11279,280
Por consumo de energía y potencia			
Por capacidad de suministro contratada en horas de punta	\$/kW-mes	10680,136	10680,136
Por consumo de energía en horas punta	\$/kWh	92,4484	92,4484
Por consumo de energía en horas valle nocturno	\$/kWh	89,3108	89,3108
Por consumo de energía en horas restantes	\$/kWh	90,1951	90,1951

ENERGIA REACTIVA: Tarifas N°2 y N°3: Recargo por cada centésimo de Tg fi en exceso del 62%: 1.5%

CONEXIONES DOMICILIARIAS		
Tipo	Comunes	Especiales
Aéreas monofásicas	11846,92	31104,35
Subterráneas monofásicas	36605,11	100076,18
Aéreas trifásicas	22427,65	54805,80
Subterráneas trifásicas	56279,52	103463,45

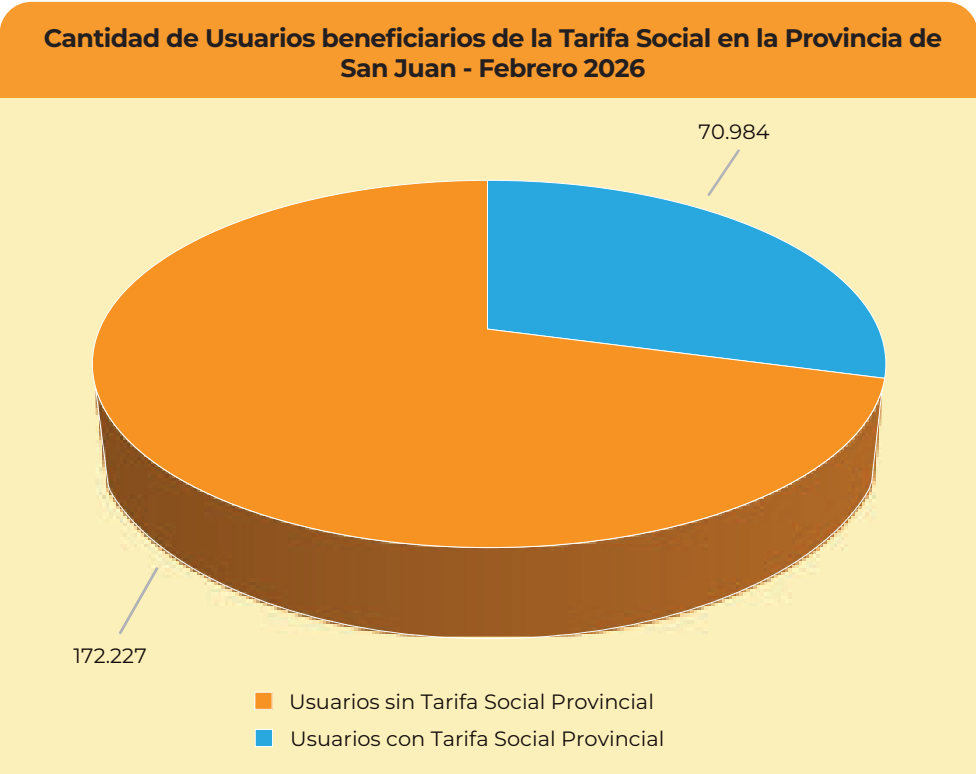
SERVICIO DE REHABILITACION	
Tipo de suministro	Importe
Tarifa N°1 - Uso Residencial	972,96
Tarifa N°1 - Uso General y AP	5885,38
Tarifa N°2, 3 y 4	15569,31

TARIFA SOCIAL PROVINCIAL

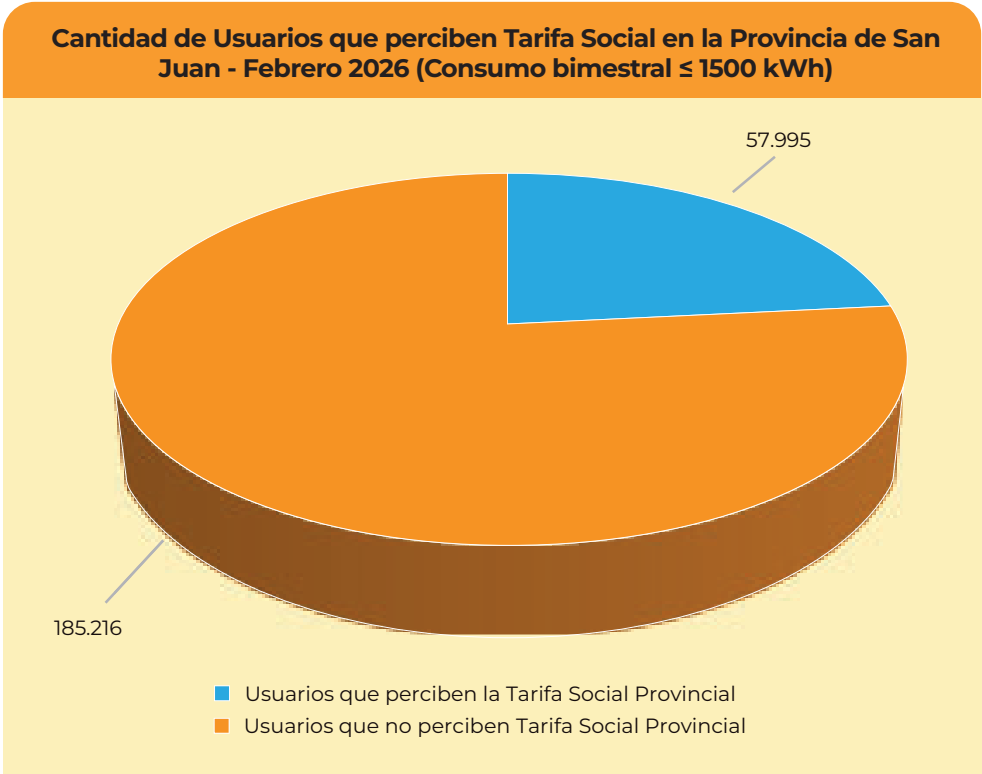
- *Cantidad de Usuarios beneficiarios de la Tarifa Social Provincial*
- *Cantidad de Usuarios que perciben el subsidio de Tarifa Social Provincial*
- *Ley Provincial N° 1884-A*
- *Usuarios beneficiarios de la Tarifa Social Provincial*
- *Criterios de Inclusión y de Exclusión*
- *Esquema de Aplicación del Subsidio*



TARIFA SOCIAL PROVINCIAL - LEY PROVINCIAL N° 1884-A



Corresponde a la totalidad de usuarios que cumplen con los requisitos de inclusión al beneficio de la Tarifa Social Provincial, independientemente del consumo de los mismos.



Corresponde a los usuarios que efectivamente perciben el beneficio de la Tarifa Social Provincial en la factura del servicio eléctrico, toda vez que además de cumplir con los requisitos de inclusión a la Tarifa Social, NO exceden el límite de consumo establecido en la normativa vigente (Consumo bimestral ≤ 1500 kWh).

Tarifa Social Provincial - Ley Provincial N° 1884-A

INTRODUCCIÓN

Desde el 01/01/2019 el Estado Nacional dejó de afrontar el Subsidio a los Usuarios beneficiarios de la Tarifa Social.

El Gobierno de la Provincia de San Juan, advertido de la compleja situación socioeconómica y atento a las necesidades de los usuarios más vulnerables, entendió necesario continuar con la aplicación de una tarifa diferencial, afrontando a su exclusivo cargo las inversiones necesarias.

Mediante Ley Provincial N° 1884-A, sancionada el 13/12/18, se establecieron los lineamientos generales para la aplicación de subsidios tarifarios a usuarios finales del servicio público de distribución de energía eléctrica, destinados a paliar las necesidades de carácter social y fomentar actividades productivas en todo el territorio de la Provincia de San Juan, con recursos del Fondo Provincial de la Energía Eléctrica.

En fecha 13/03/19, mediante el Decreto Reglamentario N° 005-2019 se precisaron en detalle los criterios que deben cumplir los usuarios a los fines de alcanzar los subsidios pro-

vinciales establecidos en la Ley N° 1884-A.

Adicionalmente, el Decreto Provincial N° 0005/19 establece que el E.P.R.E. tiene las facultades para actualizar y/o complementar los criterios de inclusión/exclusión definidos, según se considere correspondiente, a partir de resolución fundada que proponga los nuevos criterios a aplicar, los cuales deberán ser aprobados por Decreto emitido por el Poder Ejecutivo.

Consecuentemente, a fin de garantizar la eficacia en la asignación de los subsidios provinciales, surge como medida razonable de auditoría y cumplimiento del objetivo planteado en Ley Provincial N° 1884-A, que el suministro de la persona usuaria beneficiaria de la “Tarifa Social Provincial”, debe estar encuadrado como “hogar con subsidio” en el Registro de Subsidios Energéticos Focalizados (ReSEF), creado mediante el Decreto Nacional N° 943/2025.

No obstante lo anterior, teniendo en cuenta que podrían surgir casos particulares de personas usuarias que sin estar encuadradas como “hogar

con subsidio”, resulte que cumplen las condiciones para acceder a los beneficios de la “Tarifa Social Provincial”, se prevé que tales circunstancias deberán ser comprobadas en análisis a cargo de E.P.R.E.

Usuarios beneficiarios de la Tarifa Social Provincial

Son alcanzados por el beneficio de la Tarifa Social Provincial todos aquellos Usuarios Residenciales, cuya energía facturada bimestral sea de hasta Un Mil Quinientos Kilovatios hora (1500 kWh-bimestre) y cuyo titular de cumplimiento a alguno de los Criterios de Inclusión definidos en el Decreto Reglamentario N° 0005/19.

No pueden acceder a la Tarifa Social Provincial aquellos Usuarios Residenciales cuyos suministros contienen alguno de los criterios de exclusión definidos en el decreto reglamentario.

CRITERIOS DE INCLUSIÓN

- a) Ser Jubilados o pensionados o trabajadores en relación de dependencia que perciban una remuneración bruta menor o igual a 2 (dos) Salarios Mínimos Vitales y Móviles.
- b) Ser Trabajadores monotributistas inscriptos en una categoría cuyo ingreso anual mensualizado no supere en 2 (dos) veces el Salario Mínimo Vital y Móvil.
- c) Ser Beneficiarios de Pensiones no Contributivas que perciban ingresos mensuales brutos no superiores a 2 (dos) veces el Salario Mínimo Vital y Móvil.
- d) Ser Titulares de programas sociales.
- e) Estar inscriptos en el Régimen de Monotributo Social.
- f) Estar incorporados en el Régimen Especial de Seguridad Social para Empleados del Servicio Doméstico (26.844).
- g) Percibir seguro de desempleo.
- h) Ser Titulares de Pensión Vitalicia a Veteranos de Guerra del Atlántico Sur.
- i) Cuenten con certificado de discapacidad expedido por autoridad competente.

CRITERIOS DE EXCLUSIÓN

- a) Ser propietarios de más de un inmueble.
- b) Poseer un vehículo de hasta 10 años de antigüedad (a menos que posean un certificado de discapacidad).
- c) Poseer aeronaves o embarcaciones de lujo.

Esquema de Aplicación del Subsidio

La aplicación del subsidio al Precio de la Energía proveniente del Mercado Eléctrico Mayorista se establece de acuerdo al siguiente esquema:

- a) Cien por ciento (100%) del precio de la energía proveniente del Mercado Eléctrico Mayorista de los primeros Trescientos kilovatios hora bimestrales (300 kWh - bim) consumidos (consumo base).
- b) Cincuenta por ciento (50%) del precio de la energía proveniente del Mercado Eléctrico Mayorista de los siguientes Trescientos kilovatios hora bimestrales (300 kWh - bim) consumidos (excedente del consumo base).

En la introducción del presente informe se explicita en detalle el impacto de la Tarifa Social en la factura de electricidad para distintos usuarios típicos de la Provincia de San Juan.

SUBSIDIOS PROVINCIALES A USUARIOS DEL SERVICIO PUBLICO DE DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA

- *Introducción*
- *Categorías subsidiadas por aplicación de la Ley Provincial N° 1884-A.*
- *Subsidio de Tarifa Social Extraordinario (estival) – Decreto N° 233 – MIAyE - 2025*
- *Subsidio al “Cargo Fijo” en las tarifas de los usuarios de Riego Agrícola.*
- *Composición de los cargos anuales facturados para Usuarios de Riego Agrícola.*
- *Importe que abona un Usuario de Riego Agrícola en su factura mensual de invierno (tarifas Abril 2026).*
- *Valor Agregado de Distribución – Subsidio a Usuario de Riego Agrícola (tarifas Abril 2026).*
- *Comparación de las facturas de electricidad de Usuarios de Riego Agrícola de San Juan y Mendoza.*
- *Aportes reembolsables de aliento a la actividad productiva en suministros del sector agroindustrial – Decretos N° 0138-MIAyE 2025 y N° 1973-MIAyE 2025.*
- *Auditoría y Control de los Subsidios otorgados por la Provincia.*
- *Pagos efectuados en 2025 en concepto de Base Fija.*
- *Total Subsidios a Personas Usuarias de San Juan 2022 -2025 (Naturgy San Juan S.A. - Miles de Pesos, valores corrientes)*
- *Número de Suministros Subsidiados por Categoría Tarifaria, 2022-2025 (Naturgy San Juan S.A.).*
- *Subsidio a hogares beneficiario de la Tarifa Social, 2022 – 2025 (miles de pesos, valores corrientes)*



INTRODUCCIÓN

La Provincia de San Juan ha dispuesto en Ley Provincial la asignación de subsidios aplicados directamente como bonificaciones en la facturación emitida por las Distribuidoras concesionarias, Naturgy San Juan S.A. y D.E.C.S.A., en suministros de hogares, comercios, industrias y emprendimientos productivos.

La totalidad de los subsidios aplicados surge de esfuerzo Provincial, con recursos del Fondo Provincial de Energía Eléctrica creado en N° Ley 524-A, y los lineamientos en Ley Provincial N° 1884-A, aplicado en las facturaciones emitidas en las categorías de riego agrícola, bodegas, industrias, clubes deportivos y sociales y usuarios residenciales beneficiarios de la Tarifa Social.

El E.P.R.E. controla y audita la efectiva aplicación de la totalidad de los subsidios dispuestos como beneficios en la facturación de las personas usuarias.

Durante 2025 y hasta febrero de 2026, se han asignado aproximadamente \$5.900.000.000 millones de pesos en distintos programas de subsidio, orientados a morigerar el impacto de la quita de subsidios dispuesta por la Secretaría de Energía de la Nación, con especial énfasis en mantener las variaciones tarifarias en línea con los incrementos salariales promedio de la población.

Categorías Subsidiadas a partir de la aplicación de la Ley Provincial 1884-A:

- **Usuarios Tarifa T3-BT**, comprende a Usuarios de Grandes Demandas entre los que se encuentran industrias, bodegas, etc., que tienen una Máxima Capacidad de Suministro Contratada entre 50 kW y 100 kW, entre otras condiciones.

- **Usuarios Tarifa TRA, (Riego Agrícola)**, con demandas superiores a 10 kW, incluidos TRA-SD, (Sin Diferimiento Impositivo).

- **Usuario Tarifa T2**, incluye
 - T2-SMP (Sin Medición de Potencia), cuya demanda se encuentre entre 10 kW y 20 kW
 - T2-CMP, (Con Medición de Potencia), cuya demanda se encuentre entre 20 kW y 50kW

- **Clubes Deportivos y Sociales T3-BT y Clubes Deportivos y Sociales T2**, expresamente incluidos por la Provincia.

- **Clubes Deportivos y Sociales Pequeñas Demandas Tarifa T1-G**, expresamente incluidos por la Provincia.

- **Usuarios Tarifa T1-R1 Beneficiarios de la Tarifa Social**, cuya energía facturada bimestral sea de hasta Un Mil Quinientos Kilovatios hora (1500 kWh-bimestre) y cuyo titular de cumplimiento a los Criterios de Inclusión/Exclusión definidos en la normativa vigente. El subsidio se aplica al Precio de la Energía proveniente del Mercado Eléctrico Mayorista y está destinado a usuarios que se encuentran en determinadas condiciones socioeconómicas.

Subsidio de Tarifa Social Extraordinario (Estival) - Decreto N° 233-MIAyE-2025.

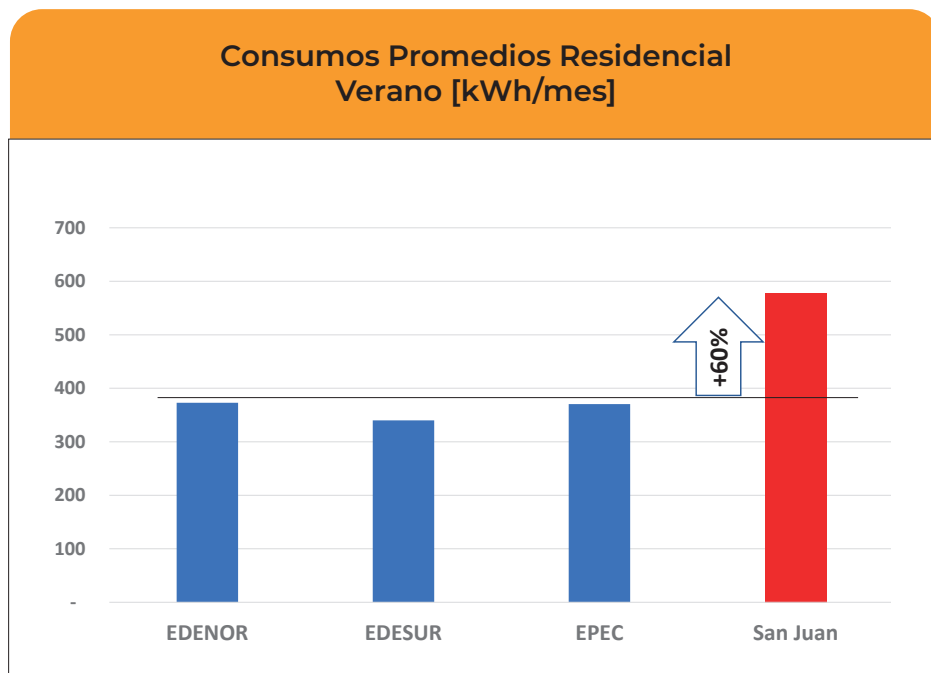
A partir de la reducción gradual de los subsidios aplicados en las facturaciones de las personas usuarias dispuesta para los componentes de generación y transporte, facultad de la Secretaría de Energía de la Nación, surgió la necesidad de adoptar distintas medidas Provinciales para reducir el impacto en la Población.

En efecto, las resoluciones de la Secretaría de Energía de la Nación establecen para el año 2025, una disminución del “Consumo Base Subsidiado” a 350 kWh-mes para hogares N2 y 250 kWh-mes para hogares N3 (en el verano 2023/2024, el Consumo Base Subsidiado se establecía en 600 kWh).

Adicionalmente, y como parte de las medidas orientadas a una asignación más eficiente de subsidios, las autoridades nacionales efectuaron una recategorización de usuarios en el RASE (de N2 “Menores Ingresos” a N3 “Ingresos Medios” y de N3 a N1 “Mayores Ingresos”, disminuyendo o perdiendo algunos hogares los subsidios Nacionales), tras la fiscalización de la Secretaría de Energía en las Declaraciones Juradas presentadas.

Las rigurosas condiciones que impone el clima estival en la provincia de San Juan hacen necesaria la utilización intensiva de la energía eléctrica en los hogares, para garantizar condiciones

de subsistencia mínima. Esto se ve reflejado en que la provincia de San Juan tiene el consumo promedio en verano más alto del país (540 kWh-mes). Este registro casi duplica los consumos de electricidad de otoño o primavera.



La Provincia de San Juan, mediante Decreto N° 233/25 del Poder Ejecutivo Provincial, estableció para los hogares beneficiarios de la “Tarifa Social Provincial Ley N° 1884-A” un refuerzo en los subsidios para los consumos de electricidad de Enero y Febrero de 2025.

El refuerzo de subsidios propuesto, consiste en subsidiar el 100% del costo nacional para los primeros **350 kWh-mes** de consumo y el 50% de los siguientes **350 kWh-mes** de consumo.

Para ello se dispuso una inversión provincial de más de 700 millones de pesos de recursos Provinciales en este verano 2025, para reducir el impacto del incremento de los costos de electricidad en hogares de menores ingresos, que se suman a los casi 3.500 millones de pesos que San Juan invirtió en subsidios eléctricos durante el año 2024.

Subsidio al “Cargo Fijo” en las tarifas de los usuarios de Riego Agrícola en la Provincia de San Juan

Desde el año 1996 los Usuarios encuadrados en las categorías de “Riego Agrícola” en la Provincia de San Juan pagan el “Cargo por Capacidad de Suministro Contratada” (mencionado generalmente como el “Cargo Fijo”).

El “Cargo Fijo” retribuye a las Distribuidoras por la instalación, operación y mantenimiento de los conductores y transformadores necesarios para el abastecimiento eléctrico.

Está calculado como prorrata de los costos que el abastecimiento a suministros de “Riego Agrícola” representan en los costos totales del sistema (reducir los mismos implica aumentar los costos de otras categorías tarifarias, lo que es ilegal en función de las previsiones de “subsidios cruzados” de la Ley Marco Regulador de la Actividad Eléctrica Provincial).

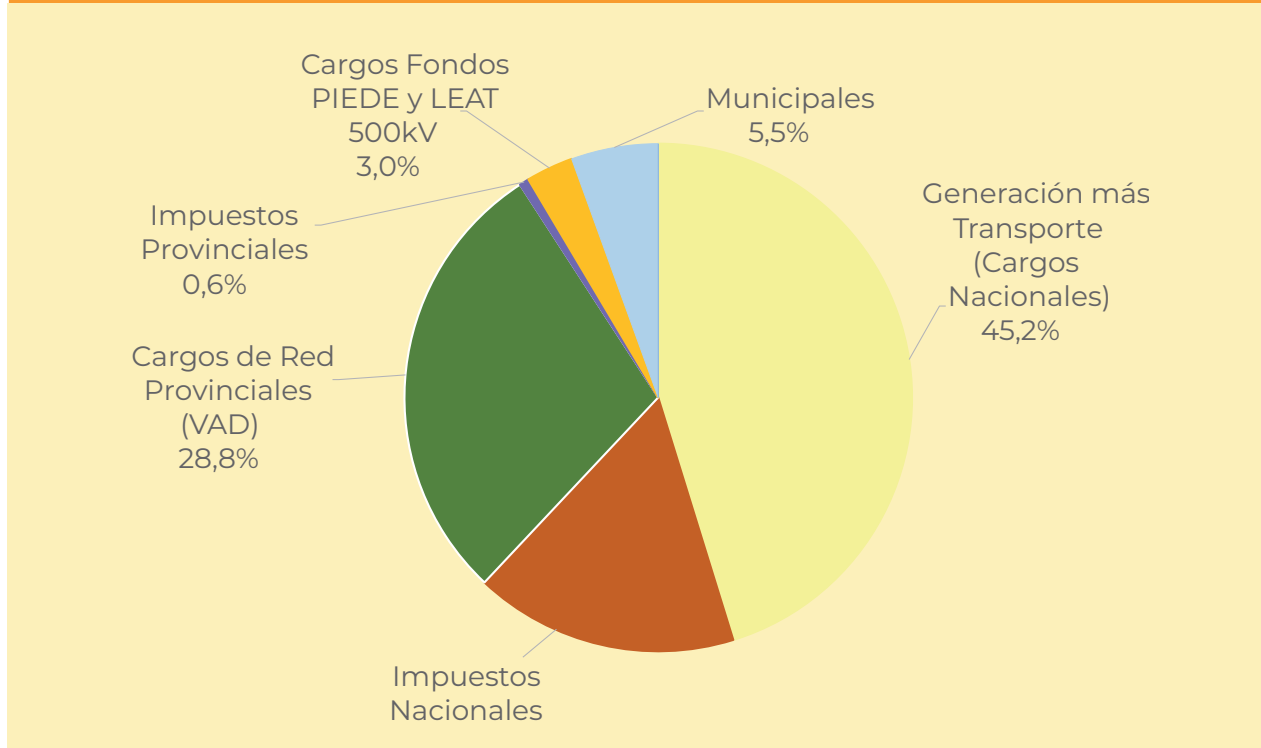
Se abona mensualmente, los doce meses del año, en función de la máxima potencia registrada en el suministro anualmente (potencia contratada). El cobro del “Cargo Fijo” fue objeto de numerosos reclamos desde el año 1996, hasta que en el año 2001 se instrumentó la política de subsidios del Estado Provincial actualmente vigente.

La Provincia de San Juan, con recursos del Fondo Provincial de la Energía Eléctrica, con gran esfuerzo subsidia un importante porcentaje del “Cargo Fijo”; así los Usuarios NO ABONAN “CARGO FIJO” en el período comprendido entre el 01 de Mayo y el 31 de Octubre de cada año, abonando solamente una parte en los restantes 6 meses.

Composición de los cargos anuales facturados para Usuarios de Riego Agrícola

Considerando usuarios de Riego Agrícola con consumos promedio, en el siguiente gráfico se aprecia que el total de cargos nacionales (cargos de generación + transporte + impuestos nacionales) alcanza alrededor del 62% de la factura.

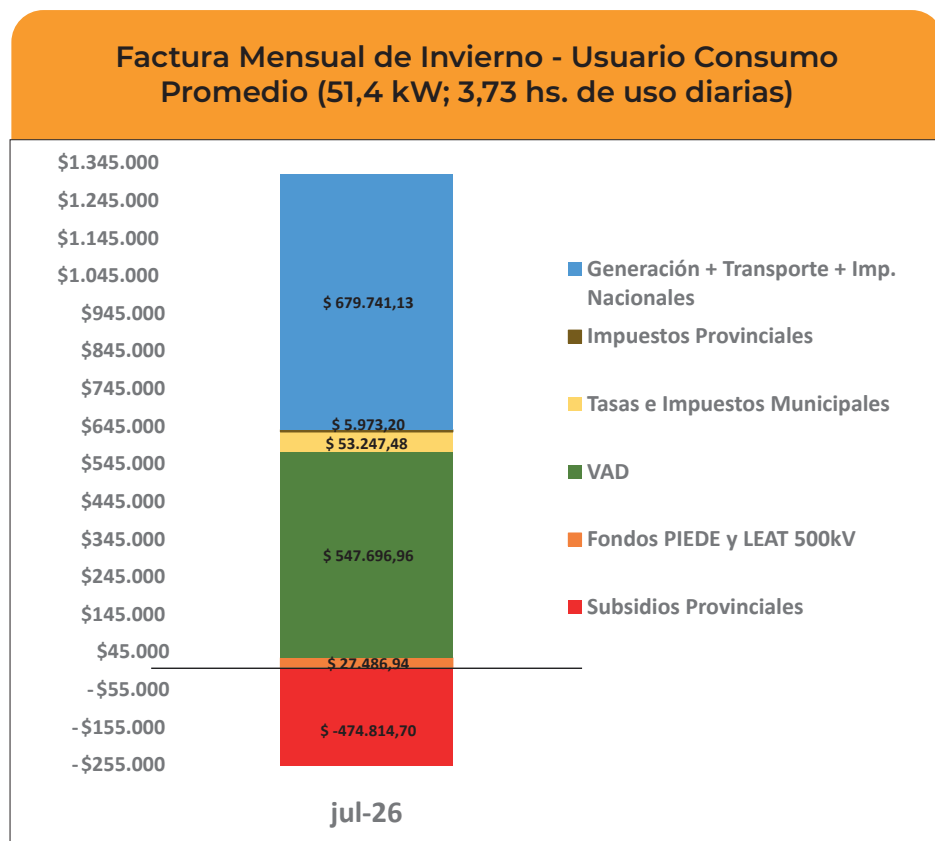
Composición de los cargos anuales facturados para Usuarios de Riego Agrícola



La Provincia de San Juan subsidia el 44% del monto total anual de VAD facturado al Usuario (en invierno subsidia el 100% del VAD facturado). El mayor impacto en los usuarios de Riego Agrícola se origina en el aumento experimentado en los cargos de generación y transporte nacionales.

Importes que abona un Usuario de Riego Agrícola en su factura. Factura mensual de invierno – con tarifas de Abril 2026

En la figura, se muestra la factura total del Usuario de Riego Agrícola, de consumos promedio en la Provincia de San Juan

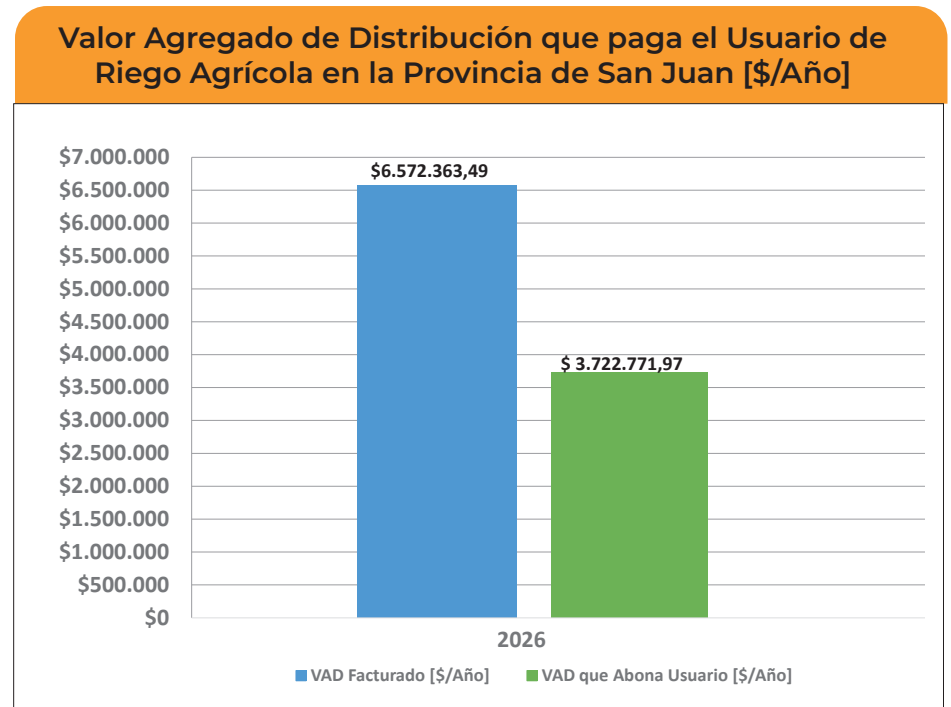


Valor Agregado de Distribución – Subsidio a Usuario de Riego Agrícola. Tarifas Abril 2026.

El VAD que se le factura a un Usuario de Riego Agrícola se conforma por los cargos de Costos Comerciales y Costos de Distribución (asociados a la Potencia Contratada).

El VAD que efectivamente abona el Usuario de Riego Agrícola es el VAD facturado, menos los Subsidios Provinciales otorgados por el Estado Provincial.

En el siguiente grafico se muestra el Valor Agregado de Distribución (VAD) que se le factura por año a un Usuario de Riego Agrícola con consumos promedio en la Provincia de San Juan, y se muestra también el VAD que finalmente paga ese usuario por año (con Tarifas de Abril 2026).



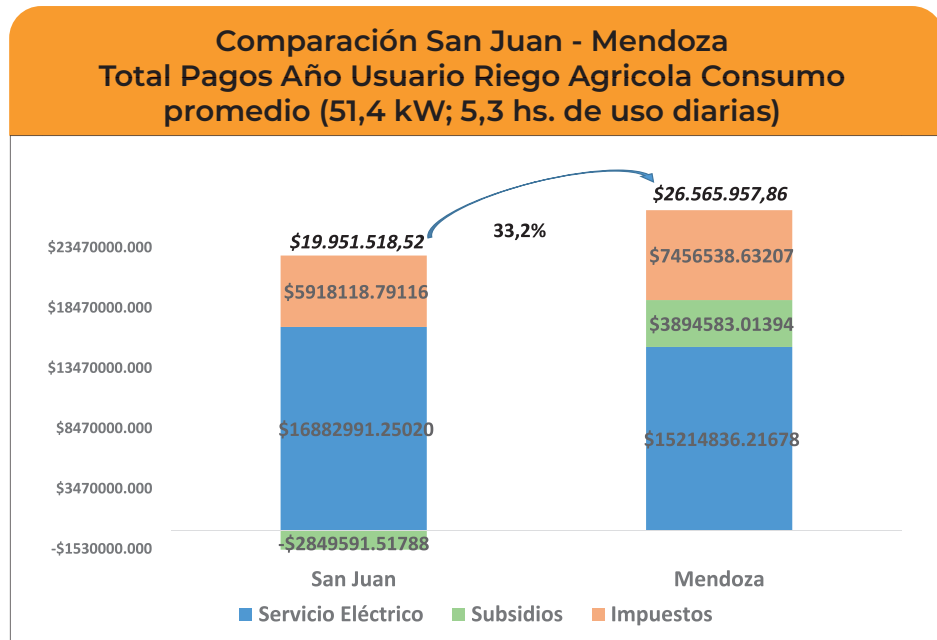
Comparación de las facturas de electricidad de Usuarios de Riego Agrícola de las Provincias de San Juan y Mendoza

Los usuarios de Riego Agrícola (RA) en San Juan y Mendoza pagan en sus facturas cargos por electricidad, tasas, impuestos y contribuciones, con importantes subsidios que reducen los pagos totales que deben afrontar.

Aproximadamente el 72% de los usuarios de Riego Agrícola de San Juan abonan menores facturas que los usuarios de la Provincia de Mendoza (total a pagar = cargos electricidad + impuestos – subsidios).

Para el ejemplo que se presenta se considera un Usuario de Riego Agrícola, con el mismo consumo en Mendoza y San Juan, con una potencia de 51,4kW y 5,3 horas de uso diarias promedio en el año.

Este Usuario en San Juan paga un total de \$ 19.951.518,52 al año. En Mendoza abonaría al año un total de \$26.565.957,86 (un 33,2% más que en San Juan).



Aportes Reembolsables de Aliento a la Actividad Productiva en sumi-nistros del sector agroindustrial – Decretos N° 0138-MIAyE-2025 y N° 01973-MIAyE-2025.

Mediante Decreto N° 0138-MIAyE-2025, el Gobierno de la Provincia de San Juan dispuso de un adelanto desde el Fondo Provincial de la Energía Eléctrica - Ley Provincial N° 524-A, destinado al otorgamiento de Aportes Reembolsables de Aliento a la Actividad Productiva del sector agroindustrial -elaboración de vinos y mostos, frigoríficos y otras actividades industriales electrointensivas estacionales, de aplicación para el ciclo productivo año 2025.

El Ministerio de Producción y Desarrollo Económico provee al E.P.R.E. un padrón de suministros beneficiarios del Aporte Reembolsable dispuesto, conformado en la forma de registro con los datos respectivos de los sumi-nistros.

A través de la medida mencionada, el Gobierno de la Provincia dispuso de un adelanto desde el Fondo Provincial de la Energía Eléctrica por un monto estimado que asciende a la suma de Pesos SETECIENTOS OCHENTA Y OCHO MILLONES CIENTO SETENTA Y NUEVE MIL TRESCIENTOS TRECE CON 00/100 (\$ 788.179.313), habiendo accedido a dichos beneficios 74 su-ministros asociados a las actividades productivas del sector agroindustrial.

El Aporte Reembolsable se constituye como un adelanto desde el Fondo Provincial de la Energía Eléctrica Ley Provincial N° 524-A destinado al pago del setenta y cinco por ciento (75 %) de las facturas por consumos de los meses de enero, febrero y marzo de 2025, en suministros asociados a establecimientos mencionados, importe que será reembolsado por los beneficiarios en cuotas mensuales y consecutivas.

El aporte es otorgado en un esquema de esfuerzo compartido entre la persona usuaria y la Provincia, para reducir el impacto económico que sufre el sector de vinificación, al cobrar el producido de su molienda una vez concluida la etapa estival, promoviendo la competitividad de los em-prendimientos productivos, y el mantenimiento de las condiciones labora-les en el sector de vinificación.

En el esquema propuesto de esfuerzo compartido, el titular del suministro eléctrico que alimenta una Bodega, frigoríficos y otras actividades industriales electrointensivas estacionales, una vez efectuado el adelanto del setenta y cinco por ciento (75%) desde el Fondo Provincial de la Energía Eléctrica - Ley Provincial N° 524-A para el pago de los consumos de electricidad en los meses de enero, febrero y marzo de 2025, reembolsará a las Distribuidoras lo adelantado por dicho Fondo, en los meses inmediatos y consecutivos según el esquema definido en el Decreto N° 0138-MIAyE-2025.

En virtud del impacto positivo que dicho programa tuvo en el sector productivo, el Gobierno de la Provincia de San Juan decidió dar continuidad a dicho programa para el ciclo productivo del año 2026.

Por tal motivo, mediante Decreto N° 01973-MIAyE-2025 el ejecutivo provincial dispuso de un adelanto desde el Fondo Provincial de la Energía Eléctrica, por un monto estimado que asciende a la suma de Pesos MIL TREINTA Y UN MILLONES QUINIENTOS DIEZ MIL NOVECIENTOS NOVENTA Y SEIS CON 00/100 (\$ 1.031.510.996), destinado al otorgamiento de Aportes Reembolsables de Aliento a la Actividad Productiva del sector agroindustrial para el ciclo productivo año 2026.

Para el presente ciclo productivo 2026 y bajo el esquema propuesto de esfuerzo compartido, el Aporte Reembolsable se constituye como un adelanto desde el Fondo Provincial de

la Energía Eléctrica destinado al pago del ochenta y tres como tres por ciento (83,3 %) de las facturas por consumos de los meses de enero, febrero, marzo y abril de 2026, importe que será reembolsado por los beneficiarios en seis (6) cuotas mensuales y consecutivas.

A la fecha del presente informe, han accedido a los beneficios correspondientes al ciclo productivo año 2026, un total de 82 suministros asociados a las actividades productivas del sector agroindustrial, cuyo listado se detalla a continuación:

Auditoría y Control de los Subsidios otorgados.

La Auditoria tiene por objeto, entre otros puntos:

- Controlar la nómina de usuarios incluidos en los subsidios para cada categoría tarifaria.
- Controlar el monto de cada uno de los subsidios otorgados.
- Controlar el monto total de los subsidios presentados por las Distribuidoras para su reconocimiento por parte de la Provincia.

En relación a este último punto, el reconocimiento de los montos de los subsidios que otorga el Gobierno de San Juan se efectúa a través del pago mensual que realiza el Gobierno de la Provincia a las Distribuidoras (BASE FIJA), en concepto de pago a cuenta del total de los subsidios mensuales aplicados a los Usuarios.

En el caso de Naturgy San Juan S.A., al monto total otorgado por la Distribuidora a las personas usuarias en concepto de Subsidios, se les descuenta los Créditos provenientes de la cobranza de la “Deuda SES”, durante el mes en que corresponda el subsidio.

Las Distribuidoras presentan al E.P.R.E. el detalle de los subsidios aplicados en las facturaciones del periodo, así como el monto de lo recaudado por cobranza de “Deuda SES”. Una vez que se aprueban las auditorías por parte del E.P.R.E. se les reconoce a las Distribuidoras o a la Provincia las diferencias que pudieran existir por la aplicación de los subsidios.

Como política de focalización de los subsidios, se ha dispuesto crear condiciones de exclusión para su beneficio, encontrándose impedidos de gozar de subsidios:

E.P.R.E., D.R.E., E.P.S.E.

Entidades de cualquier tipo que desarrollen actividades bancarias, financieras, de crédito o similares.

Compañías Telefónicas (Empresas que brinden el servicio de telefonía fija o móvil, y sus filiales).

Empresas de Distribución Postal (Correo Argentino, OCA, Andreani, etc.)

Compañías Aéreas

Distribuidora de Gas.

A.R.T.

Obras Sociales Prepagas no sindicales ni gremiales.

Casas Matriz de la Compañías de Televisión por Cable o Satelital.

EMICAR o similares.

Empresas concesionarias del estacionamiento público (ECO, etc.)

Filiales de Aseguradoras Nacionales o Internacionales.

Casas Matriz o filiales de Tarjetas de Crédito.

Empresas que brinden el servicio de Internet.

Concesionarias para la prestación del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica y Generación Aislada en la Provincia de San Juan.

Empresas mineras, como aquellas que presten servicios a la minería.

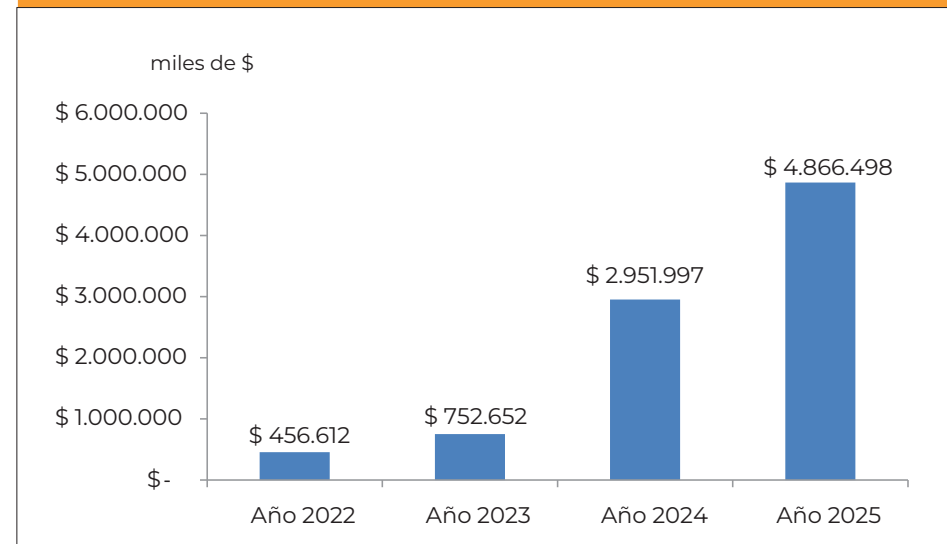
Comercios que realicen actividades de venta de productos al por mayor o menor, que clasifiquen como tiendas de grandes superficies, como ser: supermercados, hipermercados, tiendas y cadenas de ventas de electrodomésticos y artículos para el hogar, tiendas departamentales, etc.

Suministros cuyo titular sea alguna Entidad Pública Estatal Municipal, Provincial o Nacional, con excepción de aquellos servicios cuyo Titular sea un Organismo Público dependiente del Ministerio de Educación de la Provincia.

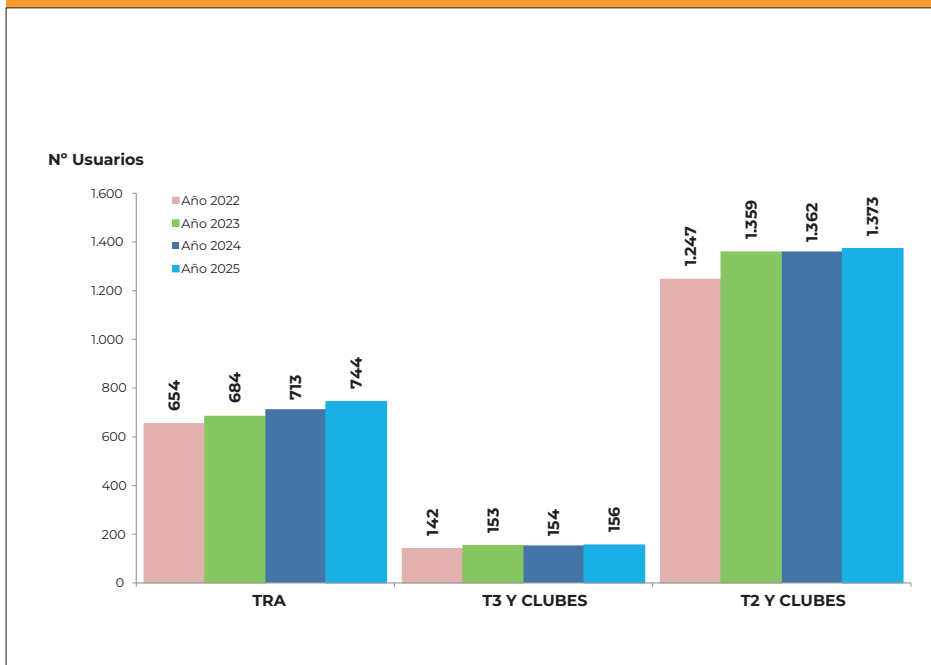
Pagos efectuados por el Gobierno de San Juan en concepto de Base Fija

Distribuidora	2024	2025
NATURGY SAN JUAN S.A.	\$ 570.000.000	\$ 3.390.000.000
D.E.C.S.A.	\$ 48.000.000	\$ 294.500.000

Total Subsidios a Personas Usuarias de Naturgy San Juan S.A. 2022-2025 (Miles de \$, valores corrientes)

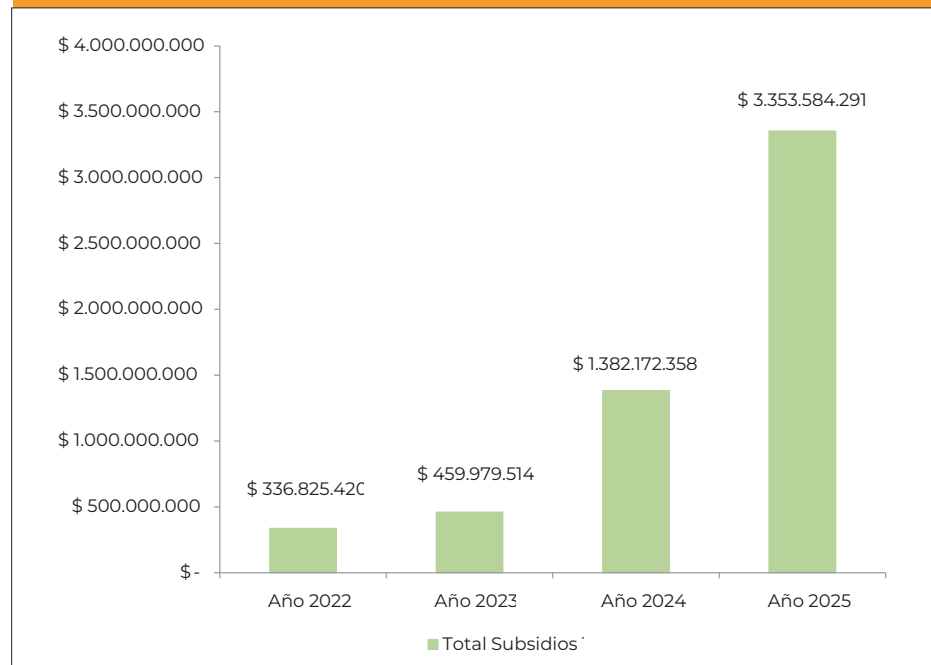


Número de Suministros subsidiados por Categoría Tarifaria, 2022 - 2026 (Naturgy San Juan S.A.).



Nota: Por cuestiones de escala, no se incorporan a la gráfica los 59.923 hogares beneficiarios del subsidio provincial de Tarifa Social.

Subsidios a Hogares Beneficiario de la Tarifa Social, evolución 2022 – 2025 (valores corrientes)



Desde el 1 de Enero de 2019 el Estado Nacional dejó de afrontar el Subsidio a los Usuarios Beneficiarios de la Tarifa Social. El Gobierno de la Provincia de San Juan advertido de la compleja situación socioeconómica y atento a las necesidades de las personas usuarias más vulnerables, consideró necesario continuar con la aplicación de una Tarifa Diferencial, la cual fue afrontada íntegramente por la Provincia de San Juan.

Durante el año 2025, la Provincia de San Juan afrontó los subsidios por Tarifa Social otorgando beneficios por un monto total anual de aproximadamente \$ 3.353,58 millones de pesos.

La cantidad de personas usuarias que mensualmente reciben estos beneficios en la Provincia son aproximadamente 64.486 usuarios entre ambas Distribuidoras.

ELECTRODEPENDIENTES POR RAZONES DE SALUD

- *Paciente Electrodependiente (definición Ley Provincial N° 1813-A)*
- *Registro de pacientes electrodependientes por razones de salud*
- *Beneficios para los Usuarios*
- *Estado de Situación al mes de abril de 2026*



Paciente Electrodependiente (definición Ley Provincial N° 1813-A):

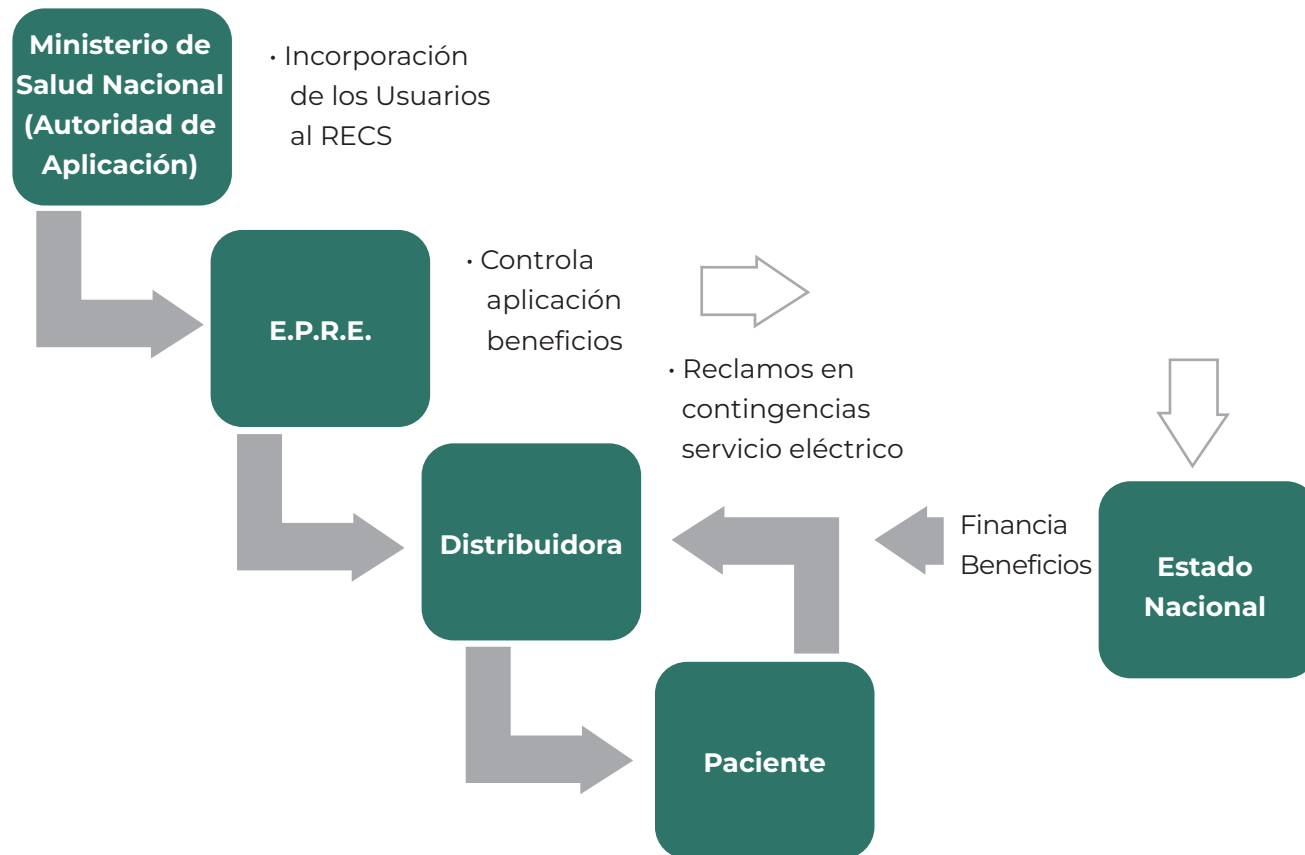
Personas que, por problemas de salud, deben permanecer conectadas gran parte o prácticamente todo el día, dentro de su hogar mediante una infraestructura especial y un equipamiento prescripto por los médicos, que requiere la provisión de energía eléctrica de forma ininterrumpida y con niveles de tensión estables, para evitar riesgos en su salud o en su vida.”

Registro de pacientes electrodependientes por razones de salud (RECS)

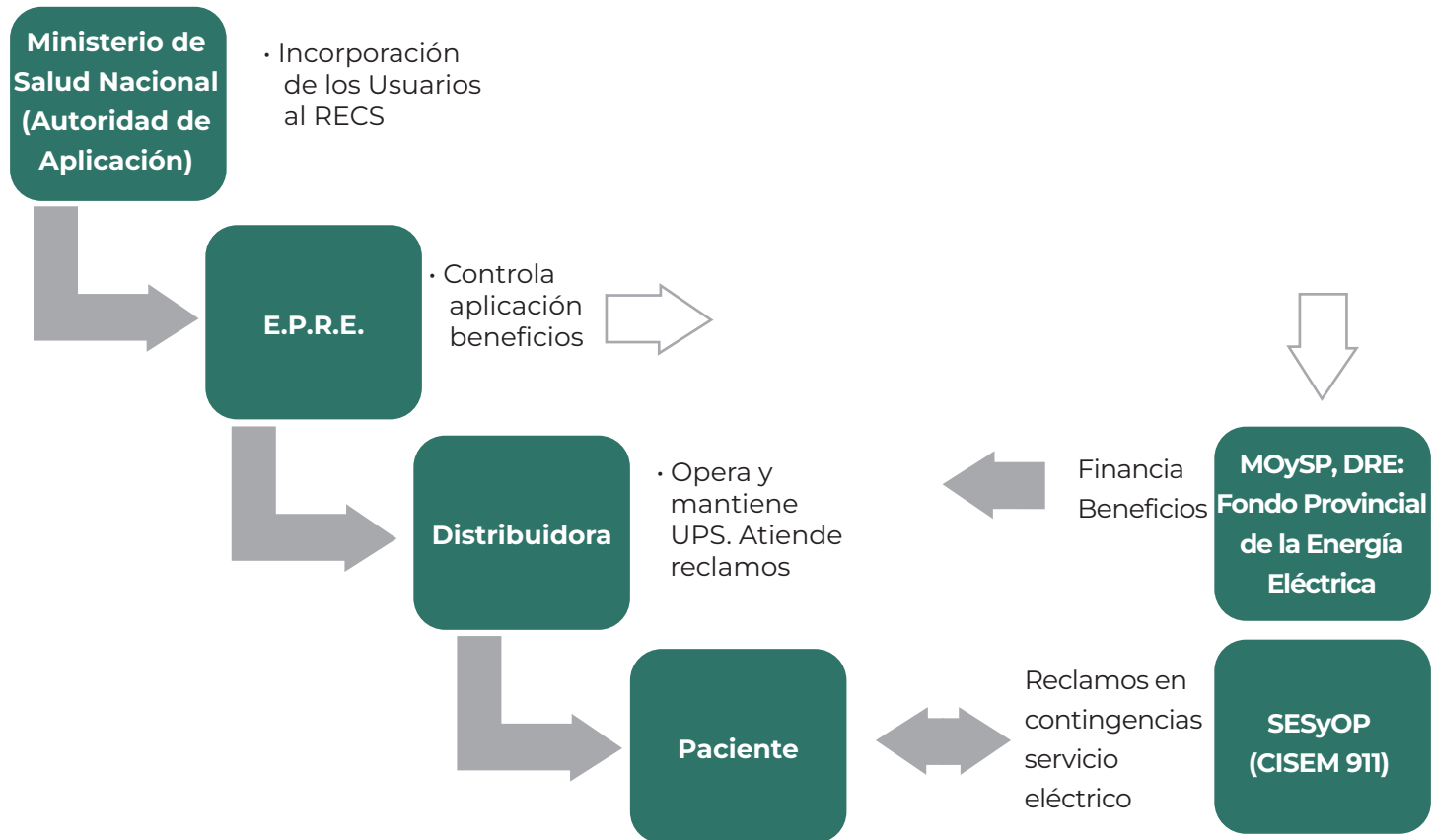
A la fecha coexisten en todo el territorio provincial la Ley Nacional N° 27.351 y la Ley Provincial N° 1813-A, ambas destinadas a pacientes electrodependientes por razones de salud.

A fin de acceder a los beneficios dispuestos en la normativa legal vigente, esto es, la Ley Nacional N° 27.351 y la Ley Provincial N° 1813-A, deben cumplirse las pautas y procedimientos previstos en las mismas.

En el ámbito Nacional, intervienen en la asignación de los beneficios a los pacientes electrodependientes por razones de salud:



Asimismo, en el ámbito provincial, se asignan los siguientes roles a los organismos intervinientes:



Se han establecido procedimientos simplificados para acceder a los beneficios dispuestos, iniciándose el trámite por ante las Autoridades de Aplicación Provincial y Nacional, Ministerio de Salud de la Provincia de San Juan y Ministerio de Salud de la Nación, según se detalla a continuación:

1. Efectuar la inscripción en el Registro Provincial de Electrodependientes por cuestiones de Salud (Ley Provincial N° 1813-A) que se encuentra a cargo del Ministerio de Salud Pública de la Provincia de San Juan, ubicado en el Centro Cívico 3er Piso, Núcleo
2. Para realizar este trámite, el Usuario postulante deberá completar el formulario que se encuentra disponible en las oficinas del Ministerio de Salud Pública, o disponible del siguiente portal web: ["https://tramite.sanjuan.gob.ar/tramite/d/238/inscripcion-en-el-registro-de-electrodependientes-por-cuestiones-de-salud"](https://tramite.sanjuan.gob.ar/tramite/d/238/inscripcion-en-el-registro-de-electrodependientes-por-cuestiones-de-salud).

Una vez completado el formulario, deberá ser presentado ante el Ministerio de Salud Pública de la Provincia, quien determinará la correspondencia de la incorporación del Usuario al Registro Provincial de Pacientes Electrodependientes por Cuestiones de Salud (cf. Ley 1813-A).

El Ministerio de Salud comunica a este E.P.R.E. a los fines de otorgar los beneficios tarifarios correspondientes a los "cargos de jurisdicción

provincial".

Asimismo, el Usuario podrá requerir la entrega de un sistema de alimentación ininterrumpida a ser instalado en el domicilio del usuario electrodependiente.

A continuación se presenta un esquema organizacional del beneficio mencionado:



2. Efectuar la inscripción en el Registro Nacional de Electrodependientes por cuestiones de Salud (Ley Nacional N° 27.351) que se encuentra a cargo del Ministerio de Salud de la Nación. Para realizar este trámite, el Usuario postulante debe descargar e imprimir el formulario que se encuentra disponible a través del siguiente portal web del Ministerio de Salud de la Nación: ["https://www.argentina.gob.ar/inscribir-me-en-el-registro-de-electrodependientes-por-cuestiones-de-salud"](https://www.argentina.gob.ar/inscribir-me-en-el-registro-de-electrodependientes-por-cuestiones-de-salud).

Una vez completado el formulario, deberá ser presentado ante el Ministerio de Salud de la Nación vía digital, postal o presencial, de acuerdo al instructivo detallado en el portal web del Ministerio de Salud de la Nación, quien determinará la correspondencia de la incorporación del Usuario al Registro Nacional de Pacientes Electrodependientes por Cuestiones de Salud (cf. Ley 27.351).

Beneficios para los Usuarios

1. Para aquellos usuarios que se incorporen al Registro Nacional de Usuarios Electrodependientes por razones de salud (RECS), la Ley 27.351 establece la bonificación de la totalidad del componente del Precio de referencia Estacional de Potencia y Energía que se sanciona para el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y del componente Cargo de Transporte.

2. Para aquellos usuarios que se incorporen al Registro Provincial de Usuarios Electrodependientes por razones de salud (RECS), la Ley 1813-A establece que reciben:

- Bonificación de la totalidad de la factura de electricidad.
- Protocolo para denunciar al 911 los cortes en el servicio eléctrico.
- Provisión en comodato sin cargo de un sistema de alimentación ininterrumpida, previa adecuación

de las instalaciones eléctricas internas del domicilio (permite la alimentación del equipamiento médico por un tiempo mínimo de cinco (5) horas continuas, sin alimentación de la red).

- Adecuación sin cargo de las instalaciones eléctricas internas del domicilio, mejorando las mismas para garantizar la seguridad de las personas y bienes.

Estado de Situación al mes de abril de 2026

A la fecha se disponen en la Provincia de San Juan un total de ochenta y seis (86) Sistemas de Alimentación Interrumpida – UPS y se encuentra en proceso la adquisición de veintidós (22) nuevas UPS.

Se encuentran inscriptos y vigentes ciento ochenta y siete (187) Usuarios en el Registro Provincial de Electrodependientes por Cuestiones de Salud (RECS), los cuales se encuentran percibiendo la bonificación del 100% de la factura eléctrica (factura igual a cero pesos), conjuntamente con el resto de los beneficios dispuestos en la Ley Provincial 1813-A.

Por otro lado, el Registro Nacional de Electrodependientes por Cuestiones de Salud (RECS) en la Provincia de San Juan, bajo la órbita del Ministerio de Salud y Desarrollo Social de la Nación, se encuentra conformado a la fecha del presente in-

forme por cuarenta y tres (43) Usuarios con inscripción vigente.

Se debe resaltar que para los usuarios que a la fecha se encuentran inscriptos en el Registro Nacional de Electrodependientes por Cuestiones de Salud (RECS), que no se encuentren incorporados al Registro Provincial, reciben solamente el beneficio tarifario dispuesto por la Jurisdicción Nacional, consistente en la bonificación de la totalidad del componente del Precio de referencia Estacional de Potencia y Energía que se sanciona para el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y del componente Cargo de Transporte.

Asimismo, en los suministros de aquellos Usuarios que lo han requerido expresamente, se han instalado los Sistemas de Alimentación Ininterrumpida, que permiten la alimentación del equipamiento médico declarado en casos de cortes de suministro de energía eléctrica desde la red de distribución conforme lo establecido en la Ley Provincial 1813-A.

Cabe destacar que a la fecha se continúan instalando Sistemas de Alimentación Ininterrumpida conforme es solicitado por los usuarios inscriptos en el RECS Provincial.

ATENCIÓN AL USUARIO

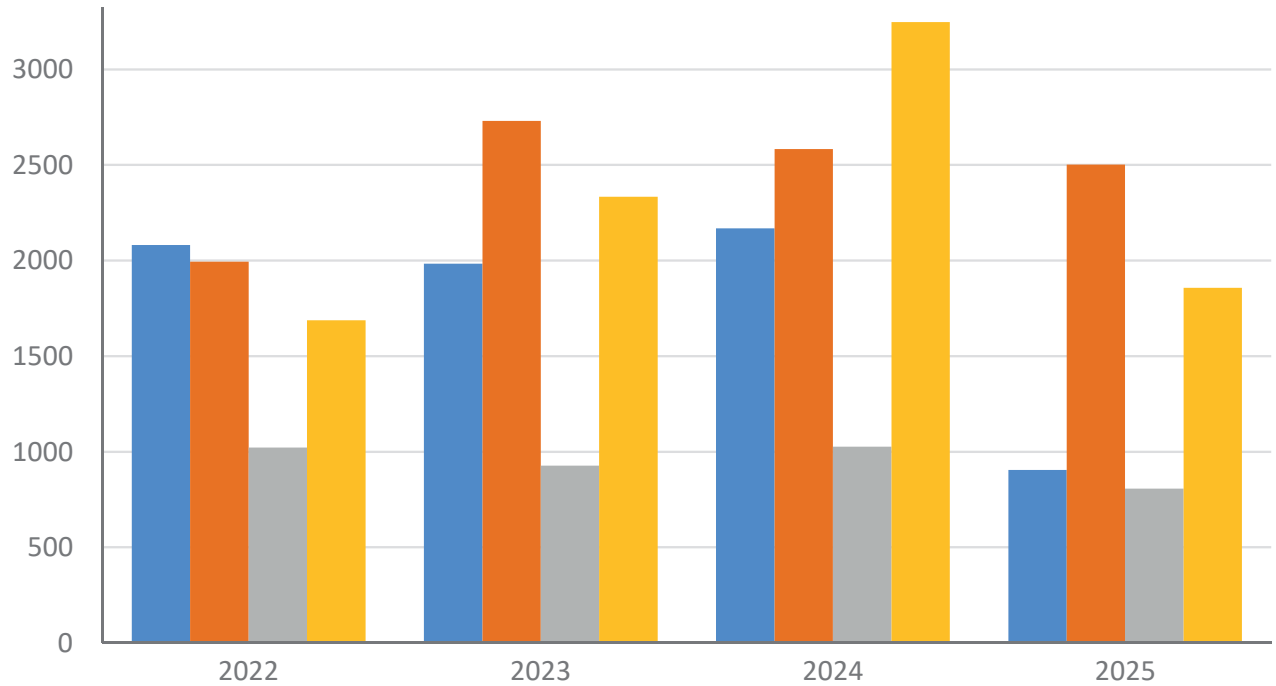
- *Evolución anual reclamos recibidos en el E.P.R.E., clasificados por tipo (2022-2025)*
- *Reclamos mensuales recibidos, clasificados por tipo durante 2025*
- *Reclamos de Usuarios por Rotura de Artefactos*
 - *Reclamos tramitados en Naturgy San Juan S.A. en forma previa a la intervención del E.P.R.E.*
 - *Discriminación mensual de casos Asumidos y No Asumidos por Naturgy San Juan S.A., año 2025*
 - *Total de Reclamos por Rotura de Artefactos, favorables a los Usuarios (2022– 2025)*
- *Gestión de los Reclamos de Usuarios*
- *Atención al Usuario en cada uno de los Departamentos*
- *Reclamos resueltos Año 2025, según el motivo del reclamo y relacionado con la cantidad de Usuarios a los que se ha dado respuesta favorable*
- *Evolución de las suspensiones por falta de pago, Naturgy San Juan (2022– 2025)*
- *Reclamos con Resolución emitida, según resulte favorable o no (Error de Facturación). Año 2025*
- *Reclamos con Resolución E.P.R.E., según resulte favorable o no al Usuarios (Rotura de Artefactos, Deficiente Calidad de Servicio, etc.)*



Evolución anual de reclamos recibidos en el E.P.R.E., clasificados por tipo. Años 2022 - 2025

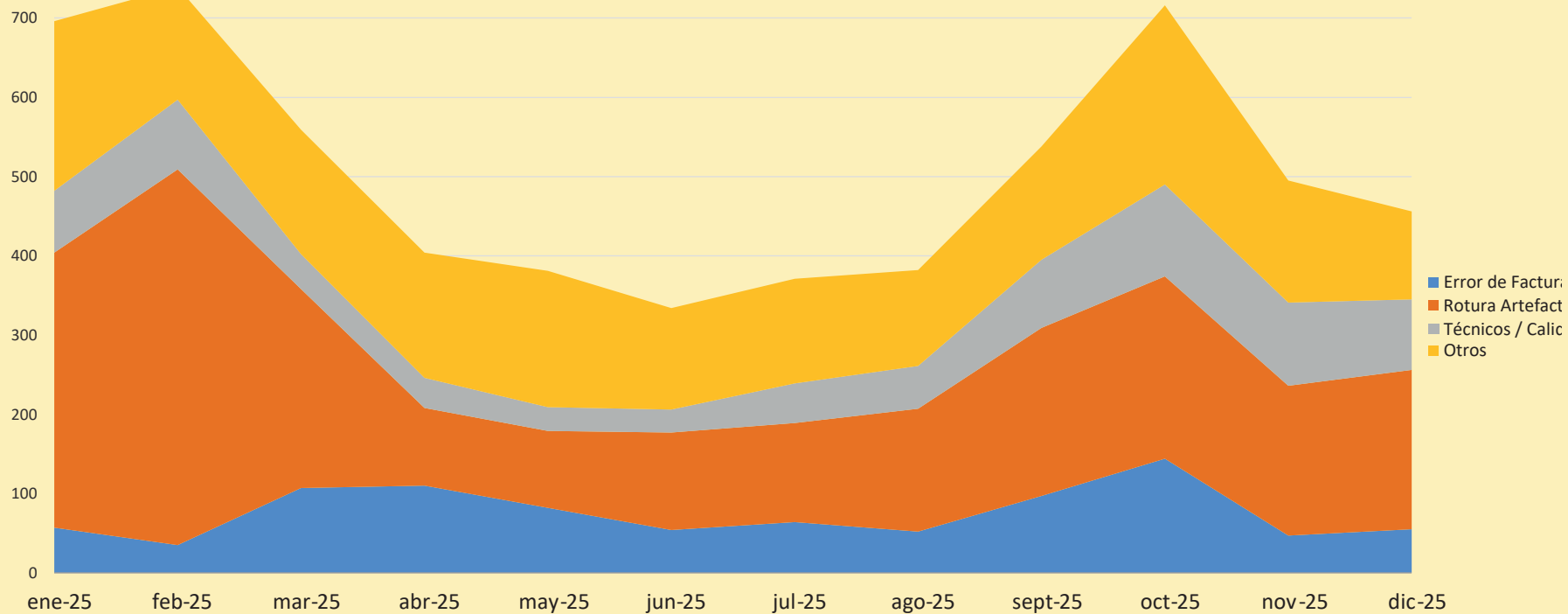
Durante el año 2025 se observa una disminución general en la cantidad de reclamos presentados por los usuarios en comparación con los años precedentes. Esta reducción se registra en todas las categorías, destacándose particularmente en los casos asociados a errores de facturación. En las demás tipologías de reclamo, como rotura de artefactos, la disminución se presenta de manera más moderada. En conjunto, los datos permiten identificar una tendencia descendente en la cantidad de reclamos en relación con 2024.

Cabe destacar, que la disminución de reclamos por error de facturación podría atribuirse, en parte, a un mayor grado de conocimiento de la población respecto de sus hábitos de consumo, lo que ha favorecido un uso más responsable y controlado del servicio.



	2022	2023	2024	2025
■ Error de Facturación	2082	1983	2169	904
■ Rotura de Artefactos	1994	2731	2583	2502
■ Técnicos / Calidad	1022	927	1026	807
■ Otros (Incluye T.S.)	1687	2334	3248	1858

Reclamos Mensuales recibidos en el E.P.R.E., clasificados por tipo. Enero 2025 - Diciembre 2025



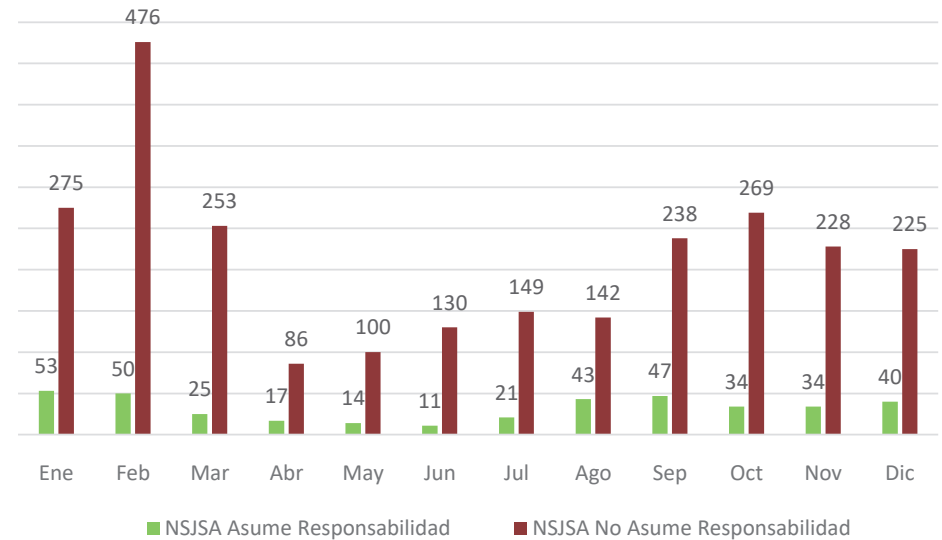
	ene-25	feb-25	mar-25	abr-25	may-25	jun-25	jul-25	ago-25	sept-25	oct-25	nov-25	dic-25
Error de Facturación	57	35	107	110	82	54	64	52	97	144	47	55
Rotura Artefactos	347	474	251	98	97	123	125	155	212	230	189	201
Técnicos / Calidad	78	88	44	38	30	29	50	54	86	116	105	89
Otros	214	142	157	158	172	128	132	121	143	226	154	111
Totales mes	696	739	559	404	381	334	371	382	538	716	495	456

Reclamos por Rotura de Artefactos tramitados en Naturgy San Juan, en forma previa a la intervención del Ente Regulador

Naturgy San Juan S. A.	AÑO			
	2022	2023	2024	2025
Repara los artefactos dañados	227	167	489	389
Asume su responsabilidad				
Niega su responsabilidad en la Rotura de artefactos	2522	2567	2884	2571
TOTAL	2.749	2.734	3.373	2.960

En los casos en donde asume responsabilidad por la rotura de artefactos, la empresa Distribuidora directamente, previo a la intervención del E.P.R.E. repone o repara los artefactos dañados.

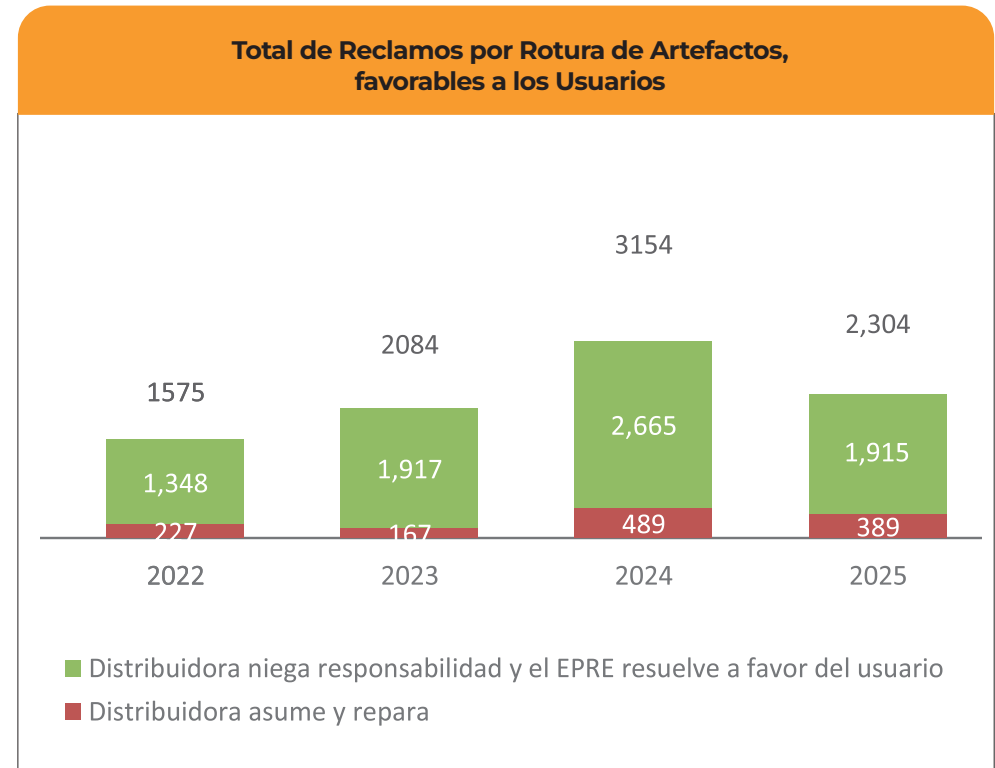
Rotura de artefactos, discriminación mensual de casos en donde Asume y No Asume responsabilidad Naturgy San Juan S.A., 2025



Estado	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Totales
NSJSA Asume Responsabilidad	53	50	25	17	14	11	21	43	47	34	34	40	389
NSJSA No Asume Responsabilidad	275	476	253	86	100	130	149	142	238	269	228	225	2571

Total de Reclamos por Rotura de Artefactos, favorables a los Usuarios

Se incluyen reclamos realizados en primer lugar en la Distribuidora, en donde fueron rechazados, no asumiendo la misma su responsabilidad por la rotura de artefactos. Posteriormente los Usuarios reclamaron en el E.P.R.E., en donde sí se hizo lugar a su reclamo. El gráfico incluye las dos situaciones para el periodo 2022 – 2025.



GESTIÓN DE LOS RECLAMOS DE USUARIOS

En el E.P.R.E. se reciben continuamente consultas, quejas y/o reclamos por parte de los Usuarios del Servicio Público de Distribución de Electricidad. Una cantidad significativa de estos casos se resuelven expeditivamente, otros se formalizan como un Reclamo que se tramita por medio de un expediente.

Para la gestión de los expedientes de reclamos de usuarios se requiere información a las Distribuidoras, se obtienen las pruebas necesarias para la resolución del reclamo, se evalúan técnicamente los antecedentes obrantes, se producen informes técnicos y dictámenes jurídicos, culminando el proceso con la emisión de una Resolución, que puede hacer lugar, o no, al reclamo del usuario.

Durante el año 2025 se emitieron un total 1135 Resoluciones, de las cuales 516 corresponden a Reclamos de Usuarios, por distintos motivos tales como Actas de Comprobación, Error de Facturación, Rotura de Artefactos, Deficiente Calidad de Servicio y Traslado de Instalaciones. Varias de esas Resoluciones incluyen los reclamos de conjuntos de usuarios, agrupados por tratar una temática similar, emitiéndose en estos casos una única Resolución para los mismos.

A partir de las 516 Resoluciones emitidas por Reclamos de Usuarios, se ha dado respuesta a un total de 4185 Usuarios.

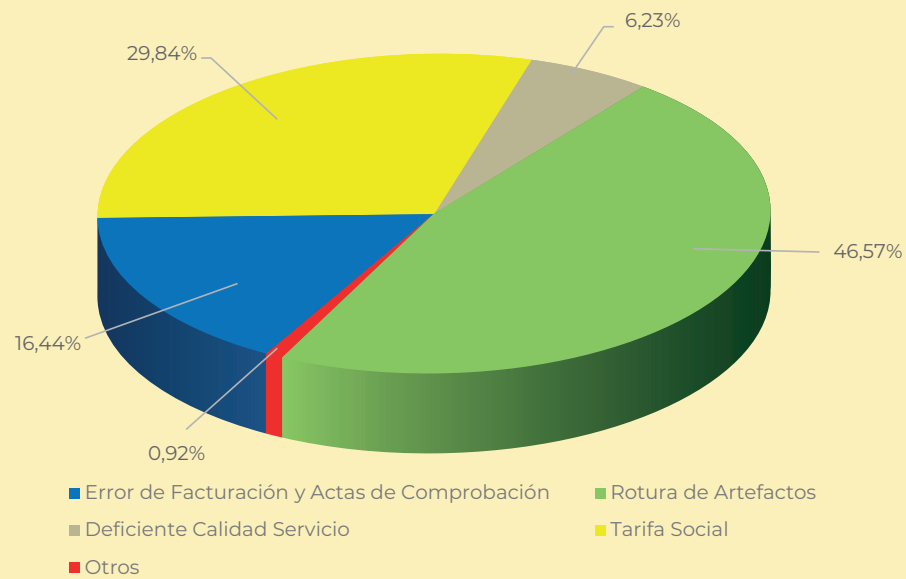
ABORDAJES DE ATENCIÓN AL USUARIO POR DEPARTAMENTO 2025 - 2026

FECHA	DEPARTAMENTO	UBICACIÓN
14/03/2025	SARMIENTO - MEDIA AGUA	ESCUELA INGENIERO FELIX AGUILAR
28/03/2025	25 DE MAYO	ESCUELA SEGUNDINO NAVARRO
15/04/2025	VALLE FERTIL	ESCUELA AGROTÉCNICA EJÉRCITO ARGENTINO
13/05/2025	RAWSON	ESCUELA SATURNINO SARASSA
27/05/2025	IGLESIA (VILLA IGLESIA)	ESCUELA YAPEYÚ
10/06/2025	ANGACO	ESCUELA DE EDUCACIÓN ESPECIAL MÚLTIPLE
29/07/2025	ZONDA	ESCUELA DE EDUCACIÓN ESPECIAL MÚLTIPLE
13/08/2025	JÁCHAL	ESCUELA NORMAL SUPERIOR FRAY JUSTO SANTA MARÍA DE ORO
14/08/2025	JÁCHAL - MOGNA	ESCUELA CAPITAN DE FRAGATA HIPÓLITO BUCHARDO
26/08/2025	SAN MARTÍN	ESCUELA AUGUSTO PULENTA
09/09/2025	POCITO	ESCUELA JOSÉ RUDECINDO ROJO
23/09/2025	CALINGASTA (VILLA NUEVA)	ESCUELA TÉCNICA GRAL. MANUEL SAVIO
23/09/2025	IGLESIA (RODEO)	POLIDEPORTIVO MUNICIPAL
03/10/2025	IGLESIA (RODEO)	POLIDEPORTIVO MUNICIPAL
08/10/2025	CALINGASTA (BARREAL)	CENTRO CULTURAL

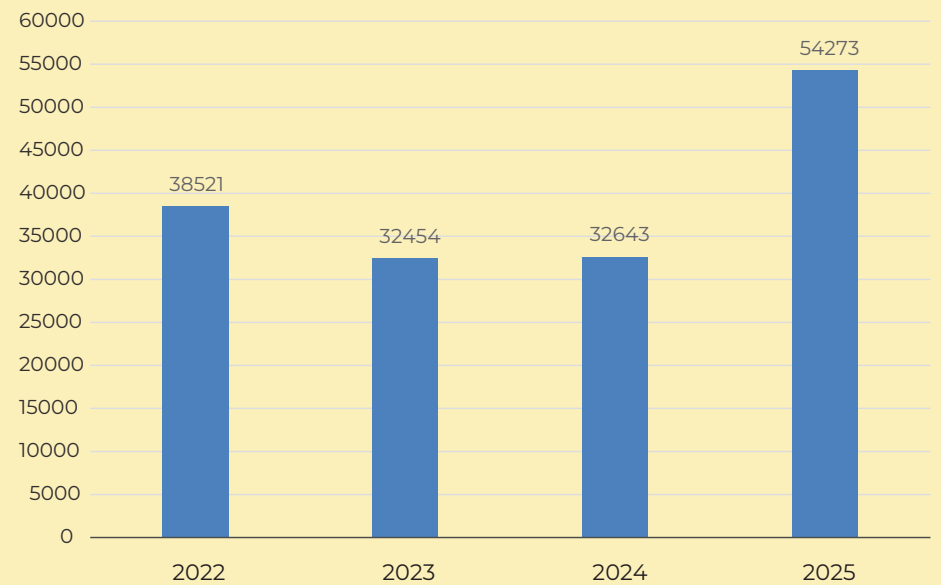
ABORDAJES DE ATENCIÓN AL USUARIO POR DEPARTAMENTO 2025 - 2026

FECHA	DEPARTAMENTO	UBICACIÓN
16/10/2025	IGLESIA (VILLA IGLESIA)	CIC (CENTRO INTEGRADOR COMUNITARIO)
16/10/2025	IGLESIA (LAS FLORES)	CIC (CENTRO INTEGRADOR COMUNITARIO)
23/10/2025	CALINGASTA (VILLA NUEVA)	CIC (CENTRO INTEGRADOR COMUNITARIO)
23/10/2025	CALINGASTA (VILLA CALINGASTA)	CIC (CENTRO INTEGRADOR COMUNITARIO)
28/10/2025	ULLÚM	ESCUELA E.P.E.T. N°9 Dr. RENÉ FAVALORO
30/10/2025	CALINGASTA (TAMBERÍAS)	CINE TEATRO
30/10/2025	CALINGASTA (SOROCAYENSE)	ESPACIO PÚBLICO (PLAZOLETA)
04/11/2025	RIVADAVIA	ESCUELA PROVINCIA DE SALTA
06/11/2025	IGLESIA (TUDCUM)	DELEGACIÓN MUNICIPAL
06/11/2025	IGLESIA (ANGUALASTO)	DELEGACIÓN MUNICIPAL
18/11/2025	CAPITAL	ESCUELA TENIENTE PRIMERO FRANCISCO IBÁÑEZ
02/12/2025	SANTA LUCÍA	ESCUELA ANTONIA VILLASCUSA
04/03/2026	SARMIENTO	ESCUELA JOSÉ MARÍA DEL CARRIL
18/03/2026	SAN MARTÍN	ESCUELA ALEJANDRO MARÍA DE AGUADO
20/04/2026	CALINGASTA	COLEGIO SECUNDARIO DE BARREAL

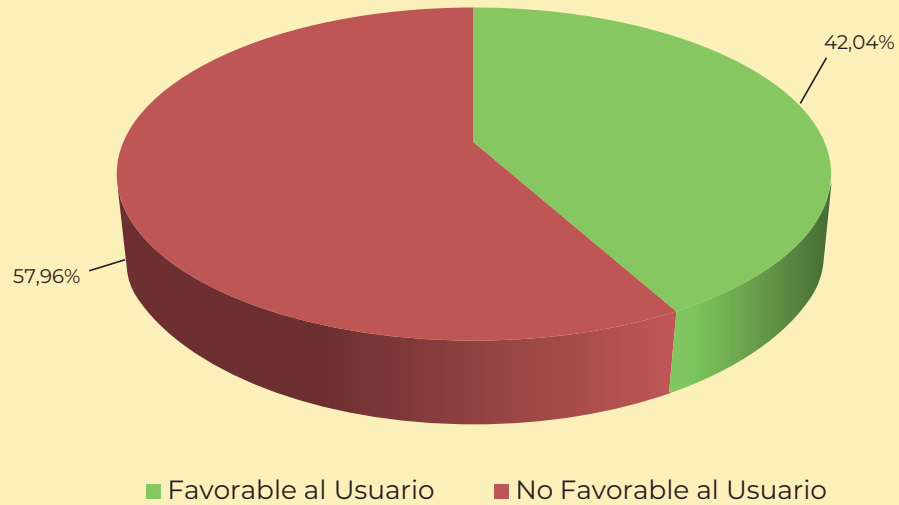
Reclamos Resueltos año 2025, según el motivo del reclamo y relacionado con la cantidad de usuarios a los que se ha dado respuesta favorable



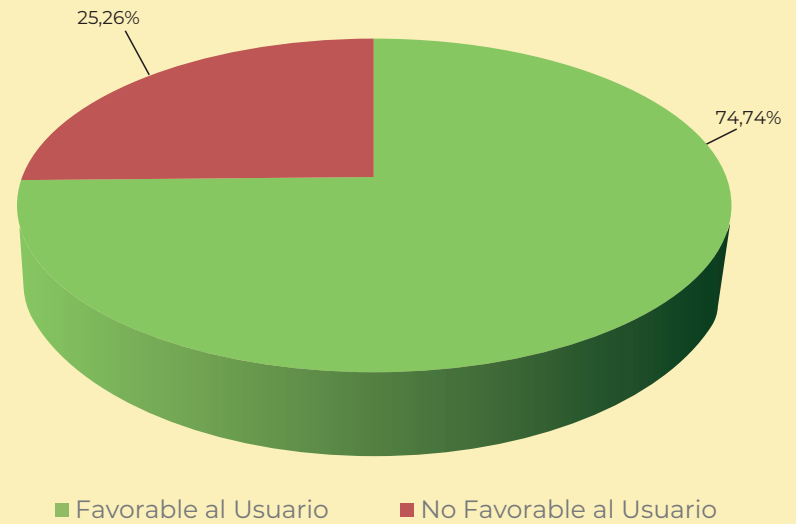
Evolución anual de las suspensiones por falta de pago. Naturgy SanJuan S.A. (2022 - 2025)



Reclamos con resolución emitida, según resulte favorable o no (Error de Facturación). Año 2025



Reclamos con resolución E.P.R.E., según resulte favorable o no al Usuario (Rotura de Artefactos, Deficiente Calidad de Servicio, etc.)



MERCADO ELÉCTRICO PROVINCIAL, ENERGÍA Y POTENCIA OPERADA

• Gráficos

- > *Evolución 2013 – 2025, Energía Operada en San Juan (MWh/Año).*
- > *Evolución 2013 – 2025, Potencia Operada en San Juan (MW-Año).*

• Tablas

- > *Tasa de crecimiento anual de Energía Operada 2013 – 2025.*
- > *Tasa de crecimiento anual de Potencia Operada 2013 – 2025.*

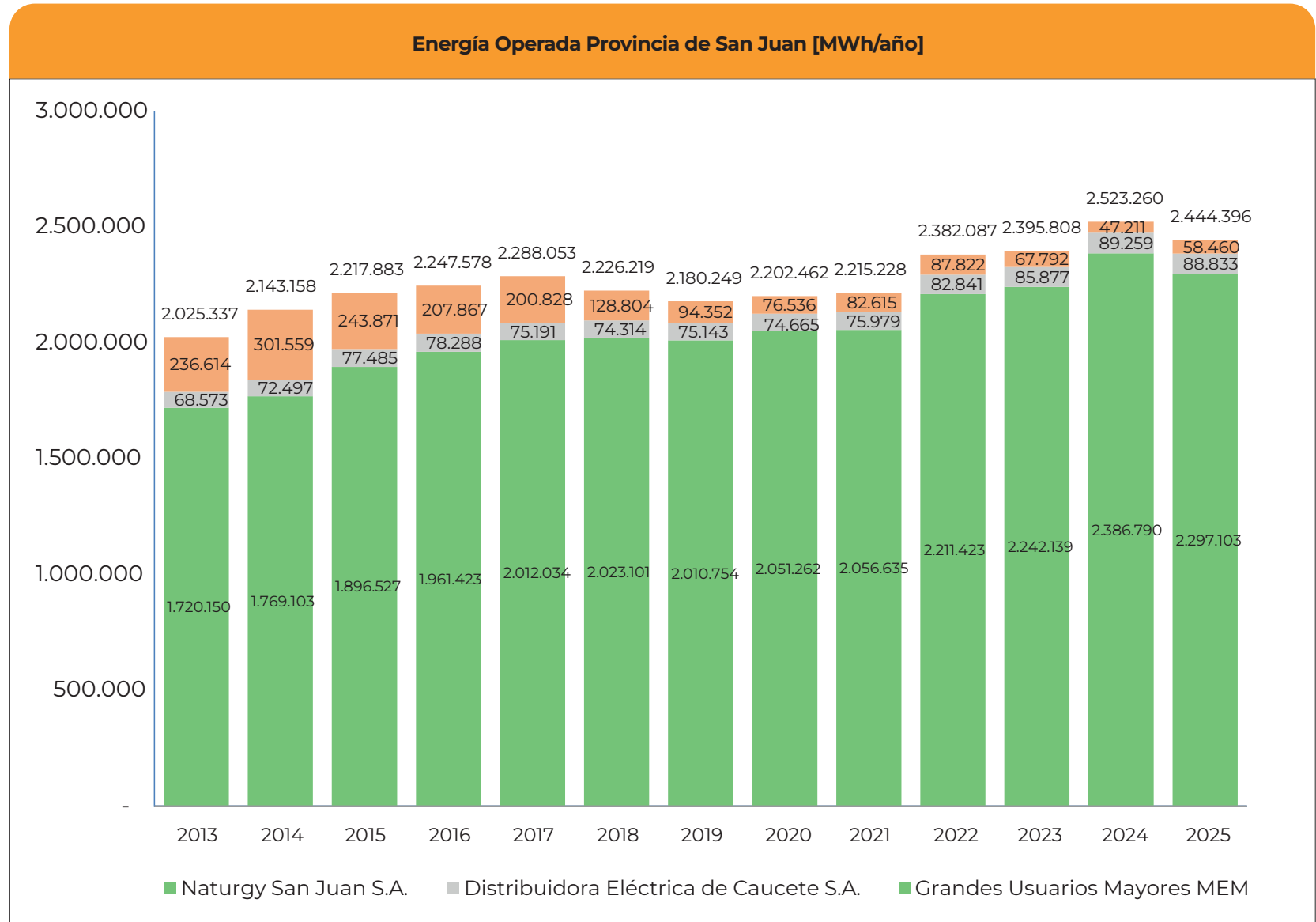
• Evolución del Mercado de Energía Facturada por Categoría y Departamento.

- > *Totales Naturgy San Juan S.A., 2018 – 2025.*
- > *Totales D.E.C.S.A. (Caucete), 2018 – 2025.*
- > *Energía Facturada 2025 (MWh/Año), por Departamento y Categoría Tarifaria.*



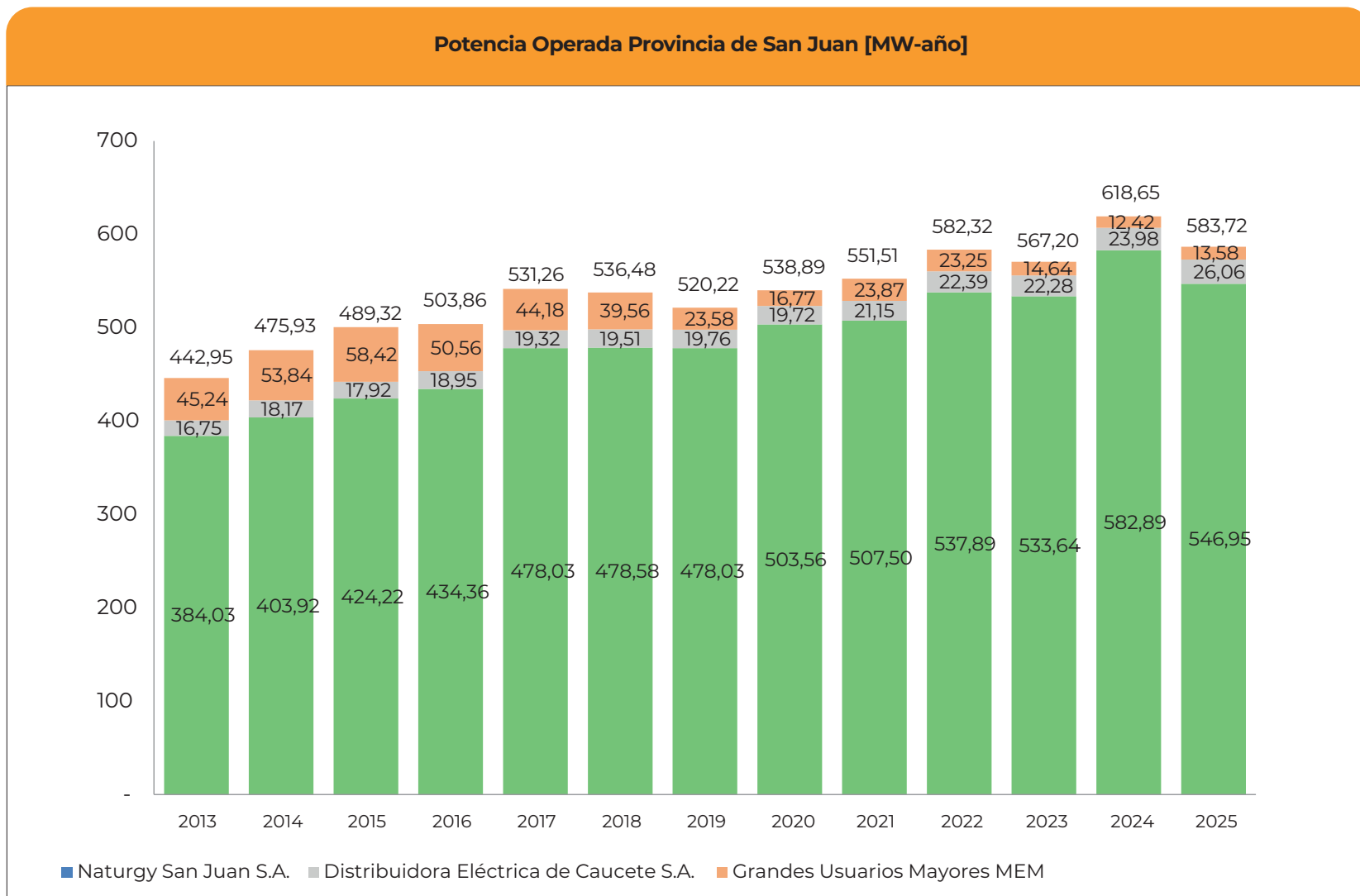
El grafico que se muestra a continuación detalla la evolución que ha tenido la Energía Operada por el Sistema Interconectado Provincial para el periodo 2013-2025.

La Energía Operada es la energía total demandada por todos los usuarios de la Provincia, incluidos los consumos de los Grandes Usuarios Mayores MEM, y las Pérdidas Técnicas (Pérdidas en Redes de Distribución) y No Técnicas (Pérdidas por Hurto de Energía o Fraude).



Evolución de la Potencia Operada. Periodo 2013 - 2025

Potencia Operada Provincia de San Juan [MW-año]



El siguiente grafico detalla la evolución que ha tenido la Potencia Operada por el Sistema Interconectado Provincial para el periodo 2013-2025.

La Potencia Operada es la máxima potencia registrada en el Sistema Interconectado Provincial.

Tasa de crecimiento anual de Energía Operada 2013 – 2025

Año	Naturgy San Juan S.A.	Distribuidora Eléctrica de Caucete S.A	Grandes Usuarios Mayores MEM	TOTAL
2013	4,80%	6,37%	10,03%	5,44%
2014	2,85%	5,72%	27,45%	5,82%
2015	7,20%	6,88%	-19,13%	3,49%
2016	3,42%	1,04%	-14,76%	1,34%
2017	2,58%	-3,96%	-3,39%	1,80%
2018	0,55%	-1,17%	-35,86%	-2,70%
2019	-0,61%	1,12%	-26,75%	-2,06%
2020	2,01%	-0,64%	-18,88%	1,02%
2021	0,26%	1,76%	7,94%	0,58%
2022	7,53%	9,03%	6,30%	7,53%
2023	1,39%	3,66%	-22,81%	0,58%
2024	6,45%	3,94%	-30,36%	5,32%
2025	-3,76%	-0,48%	23,83%	-3,13%

Tasa de crecimiento anual de Potencia Operada 2013 – 2025

Año	Naturgy San Juan S.A.	Distribuidora Eléctrica de Caucete S.A	Grandes Usuarios Mayores MEM	TOTAL
2013	9,72%	11,95%	4,86%	10,59%
2014	5,18%	8,48%	19,02%	7,45%
2015	5,03%	-1,39%	8,51%	2,81%
2016	2,39%	5,76%	-13,46%	2,97%
2017	10,06%	1,96%	-12,62%	5,44%
2018	0,11%	0,99%	-10,44%	0,98%
2019	-0,12%	1,27%	-40,39%	-3,03%
2020	5,34%	-0,18%	-28,88%	3,59%
2021	0,78%	7,24%	42,31%	2,34%
2022	5,99%	5,86%	-2,59%	5,59%
2023	-0,79%	-0,50%	-37,03%	-2,60%
2024	9,23%	7,61%	-15,20%	9,07%
2025	-6,17%	8,71%	9,42%	-5,65%

Evolución del Mercado de Energía Facturada

Las diferencias entre los valores de Energía Operada respecto de Energía Facturada que se muestran a continuación, radican que en la primera están incluidas las Pérdidas Técnicas (Pérdidas en Redes de Distribución) y No Técnicas (Pérdidas por Hurto de Energía o Fraude), mientras que la Energía Facturada no las incluye.

Naturgy San Juan S.A. [MWh/año]

TARIFA	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
T1-R	960.769	947.904	979.822	959.522	1.040.967	1.057.884	1.162.399	1.123.332
T1-G	149.362	144.225	134.887	138.199	151.124	151.640	155.726	150.750
T1-AP	74.348	74.144	74.204	72.410	69.487	67.523	65.575	66.510
T2	88.730	88.779	79.893	82.721	88.598	88.525	90.179	89.986
T3	276.451	288.410	287.407	303.563	315.462	313.521	327.502	299.490
TRA	72.188	71.225	79.133	87.852	95.950	100.768	99.907	85.914
T4	155.818	148.367	131.444	137.003	148.164	149.566	149.007	154.774
Total	1.777.667	1.763.055	1.766.789	1.781.270	1.909.751	1.929.426	2.050.295	1.970.756

Distribuidora Eléctrica de Caucete S.A. (D.E.C.S.A.) [MWh/año]

TARIFA	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
T1-R	36.177	35.413	36.064	35.413	37.241	38.695	39.403	42.714
T1-G	5.828	5.551	5.296	5.551	5.906	6.380	6.460	6.200
T1-AP	5.545	5.681	5.690	5.681	5.880	6.475	6.893	4.979
T2	5.463	5.128	4.730	5.128	5.193	5.175	5.728	5.782
T3	11.217	9.170	9.571	9.170	9.514	10.419	10.154	10.798
TRA	3.785	5.907	4.395	5.907	7.519	8.045	7.805	5.810
T4	3.126	3.144	2.894	3.144	3.331	3.227	3.290	3.618
Total	71.142	69.993	68.639	69.993	74.583	78.415	79.732	79.901

Energía Facturada 2025 [MWh/Año], por Departamento y Categoría Tarifaria

DEPTO.	CAPITAL	SAN MARTIN	ANGACO	SANTA LUCÍA	9 DE JULIO	25 DE MAYO	RAWSON	POCITO	RIVADAVIA	ZONDA
T1-R1	8.375	443	347	2.492	329	688	5.445	2.430	4.456	280
T1-R2	42.543	3.106	2.157	15.377	2.334	4.034	32.817	16.274	27.604	1.753
T1-R3	133.981	17.573	12.203	75.641	13.971	19.181	155.452	84.355	115.661	10.752
T1-G1	1.451	31	17	192	21	31	433	213	231	13
T1-G2	3.777	74	66	459	65	109	1.107	459	717	37
T1-G3	49.947	2.892	2.092	8.449	2.092	2.729	20.264	13.089	13.396	1.073
T1-AP	11.344	2.195	1.012	5.730	584	1.883	8.779	7.872	8.557	705
T2-SMP	11.348	634	236	2.101	451	578	3.750	2.202	2.126	580
T2-CMP	19.612	1.352	1.028	4.409	907	1.354	6.124	4.931	4.261	235
T3- BT	32.747	469	99	3.695	738	1.460	11.114	9.005	7.977	577
T3- MT 13,2 R	43.542	5.651	252	19.637	3.143	7.106	8.314	22.694	10.059	7.419
T3- MT 13,2 B	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T3- MT 33	-	-	-	-	-	693	-	536	-	-
T3- AT	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T-RA RSD	182	3.876	729	616	5.425	15.530	9.132	12.476	110	2.079
T-RA RCD	-	622	241	-	1.248	2.128	333	85	-	28
T4- BT CMP	6	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T4- BT	2.644	-	-	-	-	-	223	592	-	-
T4- MT 13,2 R	12.554	1.327	-	4.457	972	197	39.590	20.848	3.845	-
T4- MT 13,2 B	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T4- MT 33	-	-	-	-	-	71	-	0	-	-
T4- AT	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	374.054	40.246	20.480	143.254	32.281	57.774	302.876	198.061	199.001	25.532

Energía Facturada 2025 [MWh/Año], por Departamento y Categoría Tarifaria

DEPTO.	CHIMBAS	SARMIENTO	JACHAL	ALBARDON	ULLUM	CALINGASTA	IGLESIA	VALLE FERTIL	CAUCETE	TOTAL
T1-R1	3.561	877	948	1.204	268	522	473	545	2.551	36.235
T1-R2	23.948	5.357	5.715	7.451	1.675	2.673	2.240	2.457	12.536	212.054
T1-R3	95.541	30.566	37.894	38.198	8.019	16.004	13.116	12.020	27.628	917.756
T1-G1	165	49	59	45	11	33	34	42	305	3.376
T1-G2	322	156	169	110	34	102	91	119	646	8.619
T1-G3	7.021	3.105	3.200	2.363	1.085	2.971	2.106	1.830	5.248	144.954
T1-AP	5.768	2.429	2.310	2.619	713	1.351	1.494	1.163	4.979	71.489
T2-SMP	1.627	829	1.554	958	642	1.235	891	955	2.488	35.185
T2-CMP	4.303	2.549	1.154	2.127	811	1.164	318	651	3.295	60.583
T3- BT	8.571	2.848	4.617	3.839	742	1.668	663	67	8.250	99.146
T3- MT 13,2 R	14.161	26.191	1.701	4.394	4.365	180	-	122	2.548	181.480
T3- MT 13,2 B	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T3- MT 33	-	28.297	-	-	-	-	136	-	-	29.662
T3- AT	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T-RA RSD	190	21.036	19	1.490	3.842	405	-	53	5.583	82.773
T-RA RCD	-	2.496	-	73	911	199	-	359	228	8.952
T4- BT CMP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6
T4- BT	-	-	-	-	-	-	-	-	386	3.845
T4- MT 13,2 R	8.740	8.831	3.277	19.263	826	134	-	-	3.232	128.094
T4- MT 13,2 B	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T4- MT 33	-	22.813	-	-	-	3.561	-	-	-	26.445
T4- AT	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	173.919	158.430	62.618	84.135	23.944	32.203	21.563	20.385	79.901	2.050.657

Referencias en tablas anteriores:

- TI-R Usuarios Residenciales.
- TI-G Usuarios Generales (Pequeños Comercios, Talleres, Estudios, etc).
- TI-AP Alumbrado Público.
- T2 Medianas Demandas (Industrias, Comercios, Bodegas, etc.)
- T3 Grandes Demandas (Grandes Industrias y Comercios, Bodegas, etc.)
- TRA Riego Agrícola.
- T4 Grandes Demandas de Peaje (Grandes Industrias y Comercios, Bodegas, etc.)

Grandes Usuarios del MEM (GUMA) de la Provincia de San Juan:

- LOMA NEGRA S.A.
- MINAS ARGENTINAS S.A. (PROYECTO MINERO GULACAMAYO)
- CERÁMICA SAN LORENZO ICSA.
- LA CAMPAGNOLA S.A.C. E I.
- CASPOSO ARGENTINA LTD SUC.ARG (PROYECTO MINERO CASPOSO).

Grandes Usuarios Menores (GUME):

Son los usuarios encuadrados en la Tarifa T4. En el año 2025 alcanzan en la Provincia de San Juan un total de 127 usuarios.

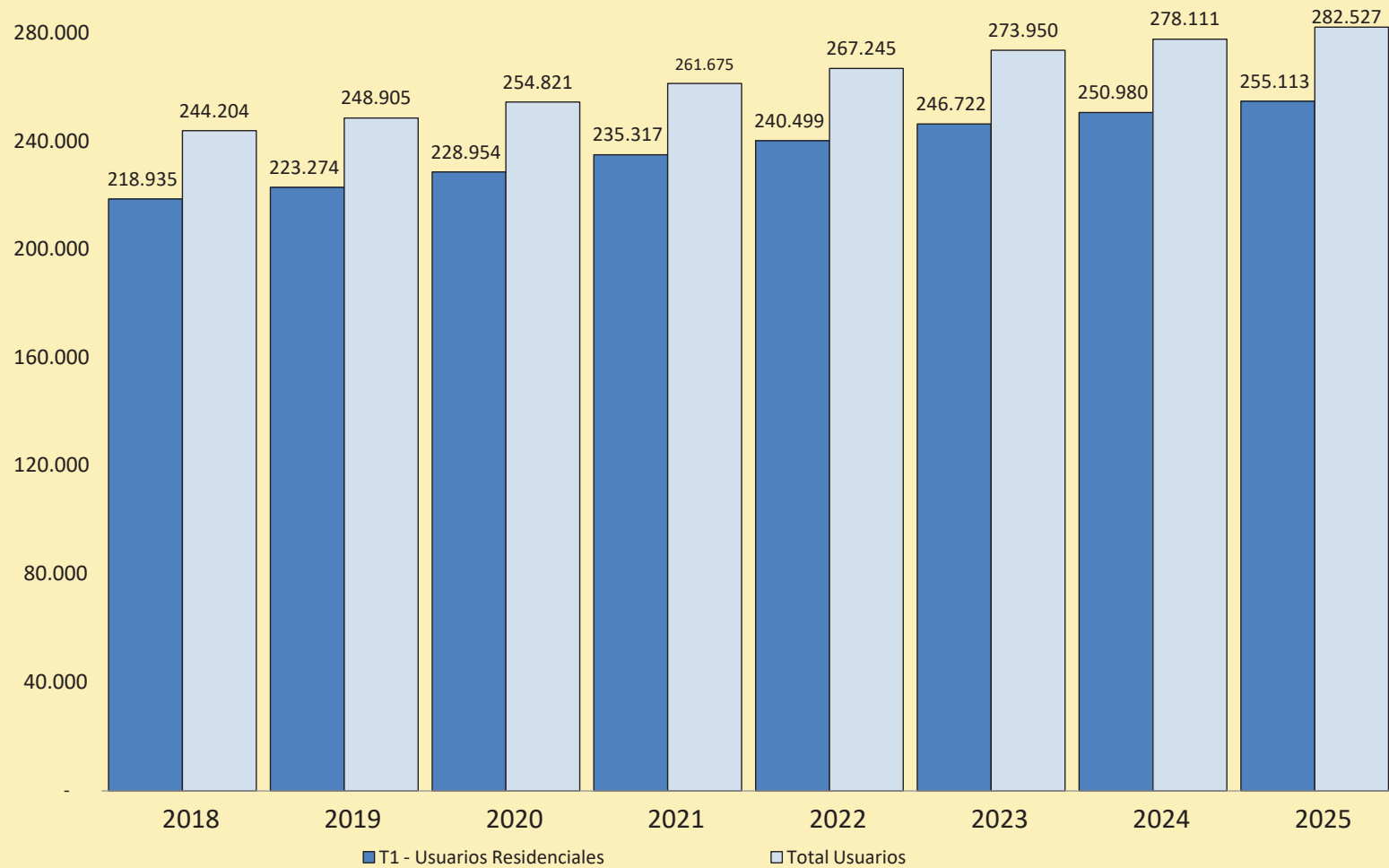
Están detallados en el presente capítulo y en el próximo tanto la cantidad de usuarios por año y departamento, así como sus consumos de energía.

USUARIOS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO PROVINCIAL

- *Evolución de la cantidad de Usuarios de la Provincia de San Juan, 2018 – 2025.*
- *Evolución del Número de suministros activos por Categoría, 2018 – 2025.*
- *Variación porcentual del número de suministros activos por Categoría Tarifaria, respecto del año anterior.*
- *Suministros activos por Departamento y Categoría Tarifaria, a Diciembre de 2025.*



Evolución de Cantidad de Usuarios Provincia de San Juan.



Evolución del N° de Usuarios por Categoría de suministros activos por Categoría Tarifaria 2018 - 2025

TARIFA	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
T1-R	218.935	223.274	228.954	235.317	240.499	246.722	250.980	255.113
T1-G	17.585	17.752	17.891	18.064	18.230	18.416	18.337	18.408
T1-AP	3.966	4.111	4.160	4.303	4.364	4.482	4.511	4.598
T2	2.001	2.053	2.075	2.135	2.201	2.299	2.291	2.352
T3	773	803	797	827	849	888	833	860
TRA	816	790	831	919	995	1.040	1.053	1.069
T4	128	122	113	110	107	103	106	127
Total	244.204	248.905	254.821	261.675	267.245	273.950	278.111	282.527

Variación porcentual del N° de Suministros Activos por Categoría Tarifaria, respecto del año anterior

TARIFA	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
T1-R	2,28%	1,98%	2,54%	2,78%	2,20%	2,59%	1,73%	1,65%
T1-G	0,55%	0,95%	0,78%	0,97%	0,92%	1,02%	-0,43%	0,39%
T1-AP	3,20%	3,66%	1,19%	3,44%	1,42%	2,70%	0,65%	1,93%
T2	2,04%	2,60%	1,07%	2,89%	3,09%	4,45%	-0,35%	2,66%
T3	4,18%	3,88%	-0,75%	3,76%	2,66%	4,59%	-6,19%	3,24%
TRA	-2,86%	-3,19%	5,19%	10,59%	8,27%	4,52%	1,25%	1,52%
T4	-4,48%	-4,69%	-7,38%	-2,65%	-2,73%	-3,74%	2,91%	19,81%
Total	2,15%	1,93%	2,38%	2,69%	2,13%	2,51%	1,52%	1,59%

Suministros Activos por Departamento y Categoría Tarifaria a Diciembre 2025

DEPTO.	CAPITAL	SAN MARTIN	ANGACO	SANTA LUCÍA	9 DE JULIO	25 DE MAYO	RAWSON	POCITO	RIVADAVIA	ZONDA
T1-R1	15.623	978	885	4.269	820	1.312	7.329	3.562	5.206	493
T1-R2	22.157	1.539	1.067	8.013	1.132	1.945	15.587	6.938	11.311	811
T1-R3	10.178	1.659	1.137	6.665	1.371	1.917	16.367	9.408	14.451	1.139
T1-G1	2.756	60	39	331	56	78	727	357	385	30
T1-G2	1.568	29	27	196	26	43	459	181	270	15
T1-G3	3.018	127	91	487	95	160	1.199	689	854	58
T1-AP	708	196	46	350	68	153	676	512	491	69
T2-SMP	468	16	14	73	14	20	119	81	77	32
T2-CMP	347	15	16	54	19	23	106	79	79	5
T3- BT	185	6	2	20	3	10	47	31	33	3
T3- MT 13,2 R	39	10	3	19	8	33	24	46	10	12
T3- MT 13,2 B	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T3- MT 33	-	-	-	-	-	4	-	1	-	-
T3- AT	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T-RA RSD	2	96	17	31	70	185	79	186	3	17
T-RA RCD	-	5	1	-	5	7	5	2	-	1
T4- BT CMP	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T4- BT	8	-	-	-	-	-	1	2	-	-
T4- MT 13,2 R	18	4	-	9	3	2	18	8	5	-
T4- MT 13,2 B	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T4- MT 33	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-
T4- AT	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	57.076	4.740	3.345	20.517	3.690	5.893	42.743	22.083	33.175	2.685

Suministros Activos por Departamento y Categoría Tarifaria a Diciembre 2025

DEPTO.	CHIMBAS	SARMIENTO	JÁCHAL	ALBARDÓN	ULLÚM	CALINGASTA	IGLESIA	VALLE FÉRTIL	CAUCETE	TOTAL
T1-R1	6.505	2.160	2.943	2.299	544	1.567	1.664	1.753	1.972	61.884
T1-R2	12.611	2.632	2.668	3.723	762	1.385	1.136	1.233	3.636	100.286
T1-R3	7.665	2.831	3.702	3.622	878	1.391	1.178	1.120	6.264	92.943
T1-G1	323	153	167	87	47	108	93	138	324	6.259
T1-G2	133	62	61	41	13	47	32	55	219	3.477
T1-G3	387	179	173	137	55	163	127	147	526	8.672
T1-AP	359	146	162	171	57	139	132	85	78	4.598
T2-SMP	57	34	57	34	17	44	28	27	97	1.309
T2-CMP	74	51	25	29	13	18	13	17	60	1.043
T3- BT	42	21	11	22	7	9	7	4	27	490
T3- MT 13,2 R	26	52	4	12	8	-	-	2	10	318
T3- MT 13,2 B	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T3- MT 33	-	45	-	-	-	-	2	-	-	52
T3- AT	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T-RA RSD	7	108	3	26	20	9	-	2	152	1.013
T-RA RCD	-	14	-	1	7	5	-	1	2	56
T4- BT CMP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1
T4- BT	-	-	-	-	-	-	-	-	1	12
T4- MT 13,2 R	13	14	1	5	1	1	-	-	5	107
T4- MT 13,2 B	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T4- MT 33	-	5	-	-	-	1	-	-	-	7
T4- AT	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	28.202	8.507	9.977	10.209	2.429	4.887	4.412	4.584	13.373	282.527

GESTION ADMINISTRATIVA

- *Introducción*
- *Auditoría y Control del Tribunal de Cuentas de la Provincia sobre las cuentas del E.P.R.E.*
 - *Cuentas del E.P.R.E. auditadas por el Tribunal de Cuentas de la Provincia*
 - *Cuentas del E.P.R.E. aprobadas.*
- *Evolución Total de los Egresos Presupuestados de los Ejercicios 2019-2025, en Moneda Constante.*
- *Evolución de la Tasa de Inspección y Control 2019-2025 en Moneda Corriente y Moneda Constante.*
- *Evolución total de los Egresos Ejecutados en Moneda Constante.*
- *Evolución Ejecutada de las Remuneraciones de los Trabajadores de Planta, 2019-2025, en Moneda Constante.*
- *Directorio y Planta de Personal EPRE a Diciembre 2025.*
- *Composición de la Ejecución Gastos de Personal año 2025.*
- *Evolución de la Planta de Personal en relación a las variables del Mercado Eléctrico Provincial, periodo 2015-2025.*
- *Convenio de Pasantías U.N.S.J. – E.P.R.E.*
- *Organigrama de la Planta de Personal del E.P.R.E.*



GESTIÓN ADMINISTRATIVA DEL E.P.R.E.

El E.P.R.E., Ente Provincial Regulador de la Electricidad, está creado por la Ley N° 524-Ade Marco Regulador de la Actividad Eléctrica de la Provincia de San Juan. Inició formalmente sus actividades el 22 de enero de 1996.

El Artículo 52° de la Ley de marco regulatorio, establece que el EPRE goza de autarquía, teniendo plena capacidad jurídica para actuar en los ámbitos del derecho público y privado, previéndose en el Artículo 61° de la misma Ley que “El EPRE se regirá en su gestión financiera, patrimonial y contable por las disposiciones del presente Marco Regulatorio y los reglamentos que a tal fin se dicten...”, estando facultado a elaborar su presupuesto anual de gastos y cálculo de recursos.

Por otro lado, el Artículo 61° de la Ley N° 524—A dispone que las relaciones del EPRE con su personal se regirá por la Ley de Contrato de Trabajo, Ley N° 20744 y modificatorias, siendo de aplicación el Convenio Colectivo de Trabajo que rige la actividad del sector eléctrico o el régimen que lo sustituya, no siéndoles de aplicación el régimen jurídico básico de la función pública.

Auditoría y Control del Tribunal de Cuentas de la Provincia sobre las Cuentas del E.P.R.E.

EL TRIBUNAL DE CUENTAS DE SAN JUAN AUDITA POR EL EJERCICIO 2024 OCHO CUENTAS.

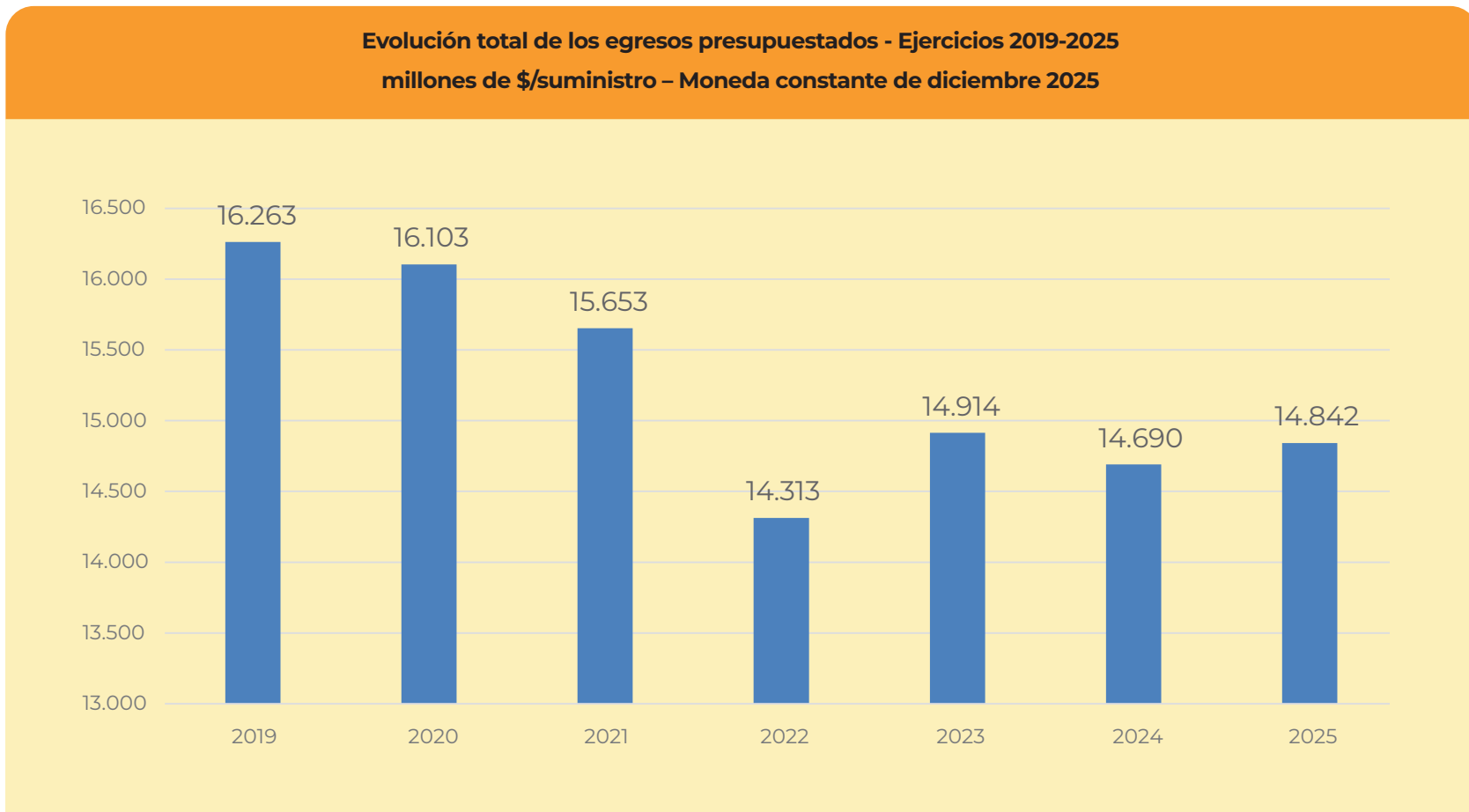
AL 08 DE ABRIL DE 2026, LAS OCHO CUENTAS OPERADAS POR EL E.P.R.E. (DEL EJERCICIO 2024) SE ENCUENTRAN APROBADAS POR EL TRIBUNAL DE CUENTAS DE LA PROVINCIA DE SAN JUAN.

Cuenta General del Ejercicio 2024 "Ente Provincial Regulador de la Electricidad".	APROBADA EL 04/03/2026
Cuenta General del Ejercicio 2024 "Fondo de Contención Tarifaria – Ley N° 739/A".	APROBADA EL 18/02/2026
Cuenta General del Ejercicio 2024 "Fondo del Plan de Infraestructura Eléctrica Provincial para el desarrollo Socio económico y productivo – Ley N° 863/A".	APROBADA EL 17/12/2025
Cuenta General del Ejercicio 2024 "Fondo Línea de Interconexión en 500 kV, Mendoza - San Juan – Ley N° 789/A".	APROBADA EL 30/12/2025
Cuenta General del Ejercicio 2024 "Nuevo Alimentador 33 kV. ET Caucete – Control Forestal – Vallecito – Bermejo – Marayes – Las Tuscas".	APROBADA EL 11/03/2026
Cuenta General del Ejercicio 2024 "Ley 1813-A Pacientes Electrodependientes por razones de salud".	APROBADA EL 15/10/2025
Cuenta General del Ejercicio 2024 "San Juan Conectada – Fase 1".	APROBADA EL 01/10/2025
Cuenta General del Ejercicio 2024 "Obras Mejoras Abastecimiento Eléctrico Predio Ciudad de los Deportes".	APROBADA EL 23/12/2025

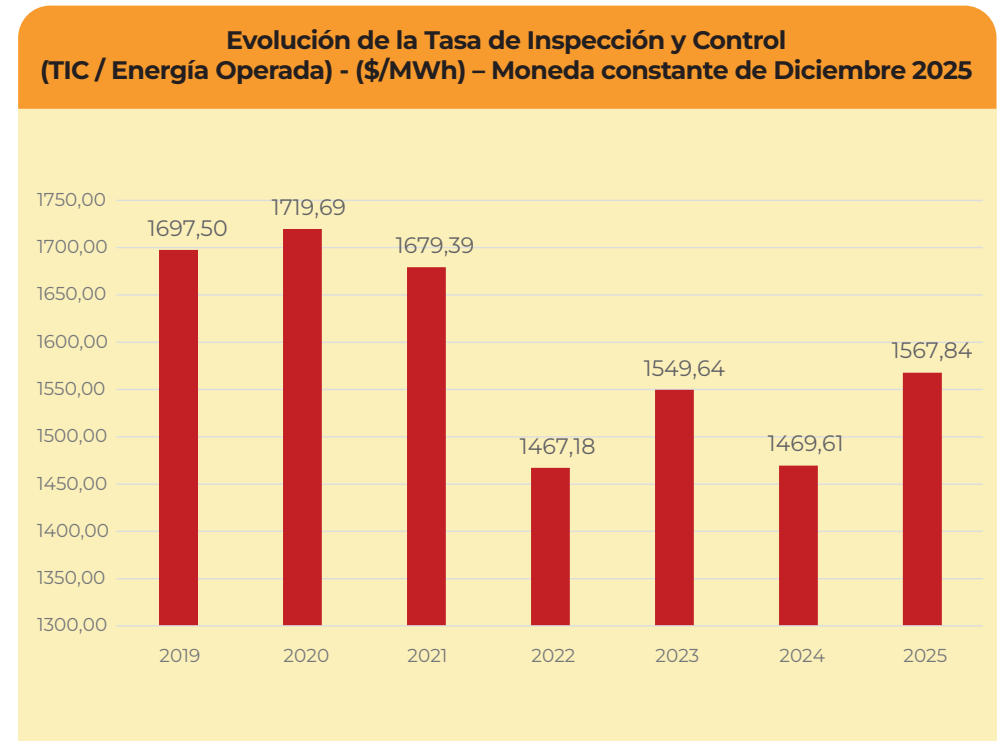
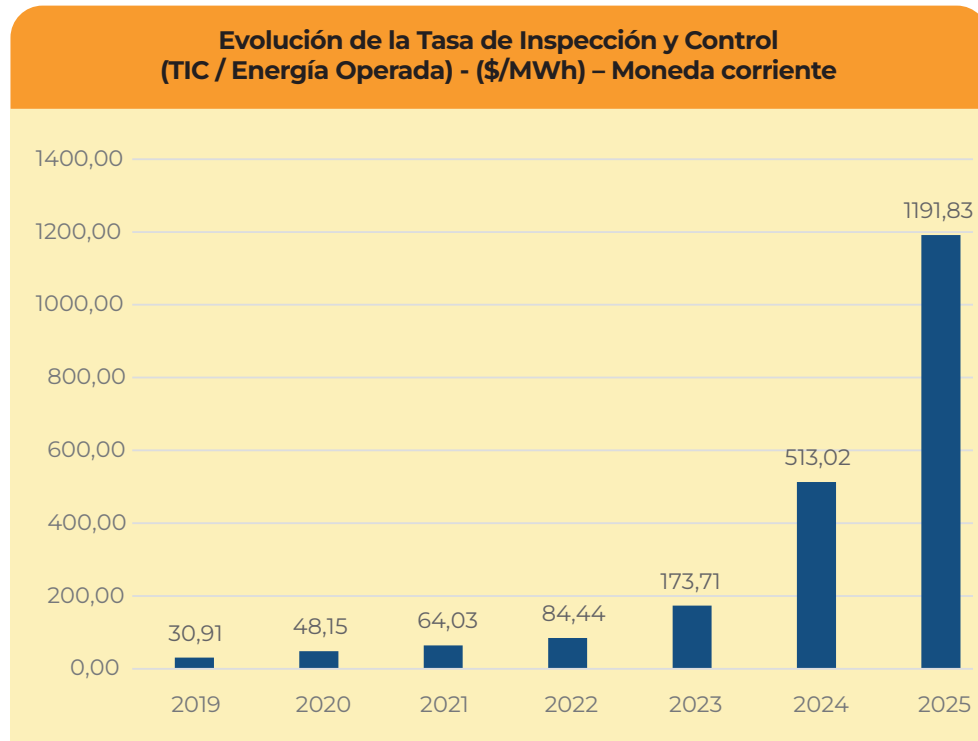
Presentación para Auditoría y Control de las Cuentas Ejercicio 2025

En abril de 2026 el Tribunal de Cuentas de la Provincia de San Juan, mediante Nota Múltiple, notificó el plazo (30-04-2026) dispuesto por la Constitución Provincial en su artículo 256 para la presentación de las Cuentas Generales correspondiente al Ejercicio 2025.

EL 30 DE ABRIL DE 2026 SE PRESENTARON 07/07 CUENTAS DEL EJERCICIO 2025 AL TRIBUNAL DE CUENTAS DE LA PROVINCIA DE SAN JUAN



Para los egresos en MONEDA CONSTANTE se tomo como referencia el año 2019, y se reexpresaron con los índices de inflación (IPC), los montos anuales desde diciembre cada año a Diciembre 2025, mostrando así, la evolución en moneda constante (moneda que se mantiene estable o inalterable su capacidad adquisitiva).

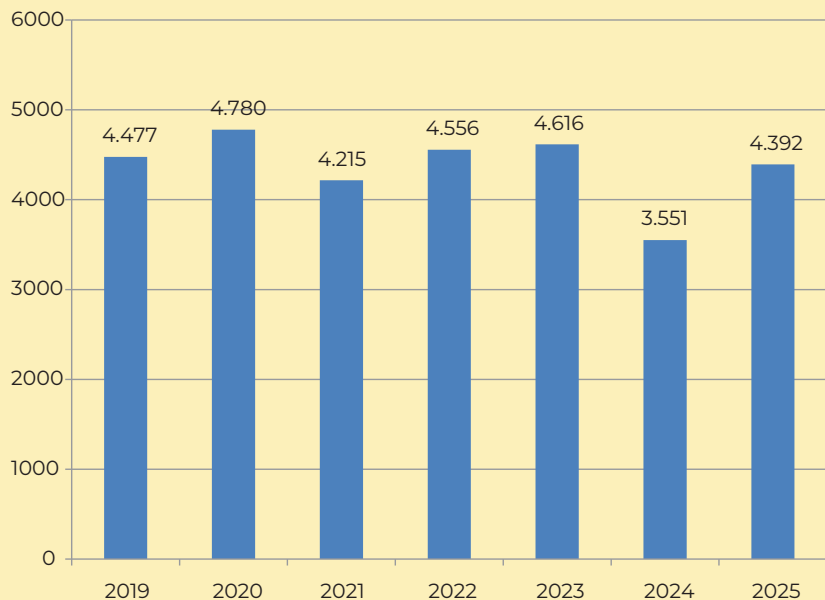


La tasa de Inspección y control es abonada por las Distribuidoras NATURGY SAN JUAN S.A. y D.E.C.S.A. e integra el recurso presupuestario del Ente.

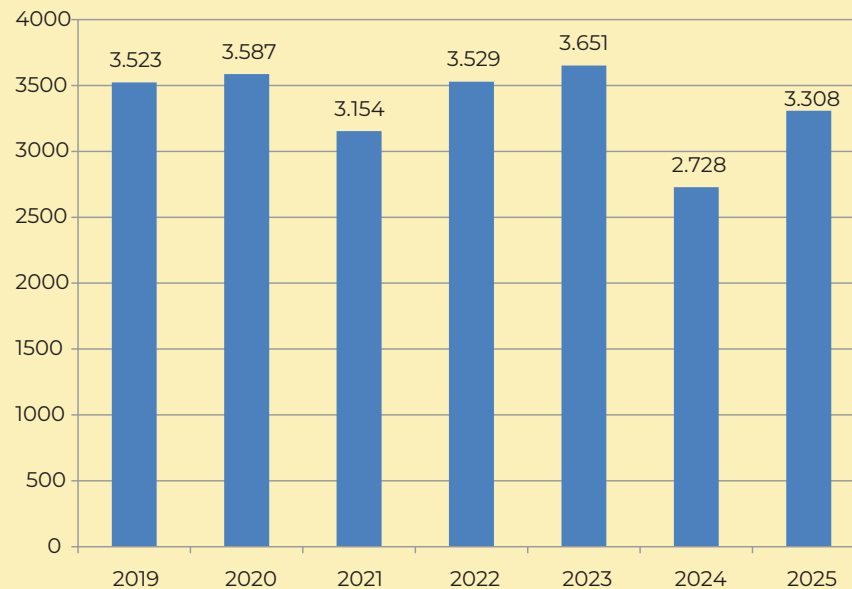
El presupuesto Anual del EPRE es publicado en el Boletín Oficial, informado e incorporado al solo efecto formal en el Presupuesto de la Provincia, es decir no hay aportes de recursos del Tesoro Provincial al presupuesto del E.P.R.E.

Para la reexpresión de los valores Presupuestados en moneda constante, se tomó como referencia el año 2019 como año inicial, reexpresando los montos en cada año a partir del año inicial (se considera que el presupuesto está referido a moneda de diciembre del año anterior), con los índices de IPC correspondientes hasta el mes Diciembre 2025, se reexpresa el periodo analizado, mostrando así, la variación en moneda constante (moneda que mantiene estable o inalterable su capacidad adquisitiva).

Evolución total egresos ejecutados - Ejercicios 2019-2025
(en millones de pesos) - Moneda constante de diciembre 2025



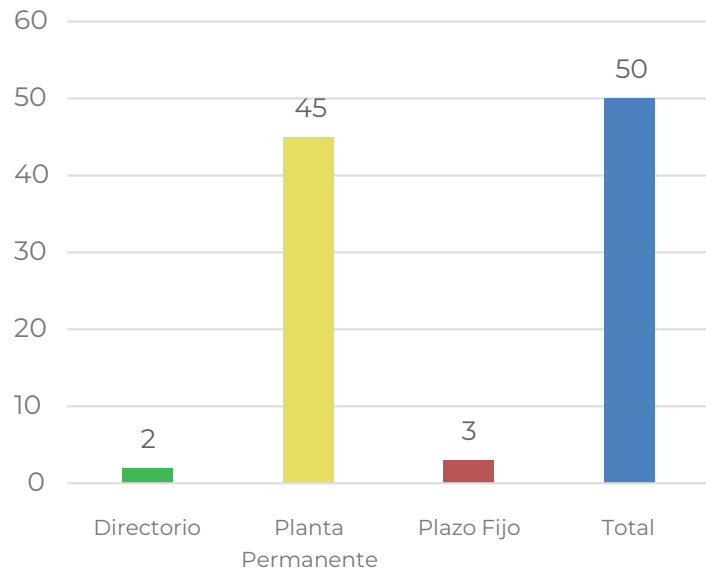
Evolución Ejecutada "costo empresa" Planta de personal 2019-2025
(en millones de pesos) - Moneda constante de Diciembre 2025



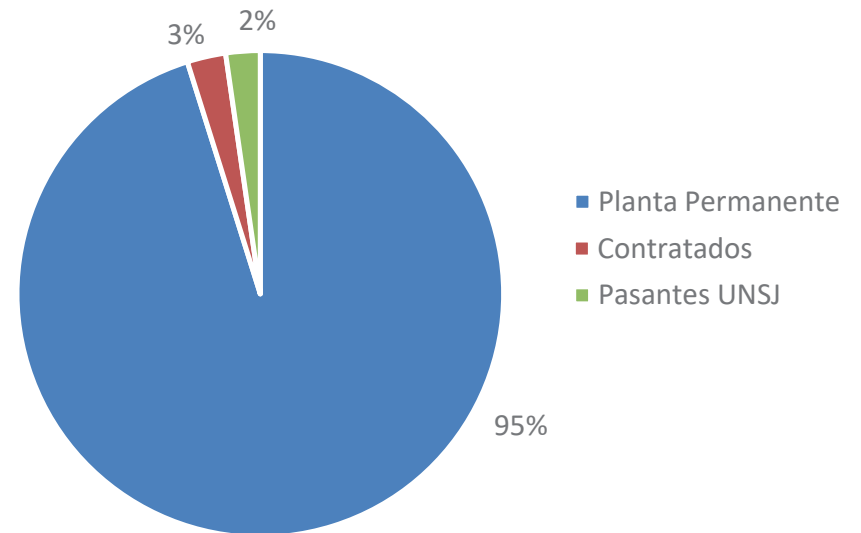
Para la reexpresión de los valores ejecutados en moneda constante, se tomó como referencia el año 2019 como año inicial, reexpresando los montos en cada mes, con los índices de IPC correspondientes, hasta el mes Diciembre 2025, se reexpresa el periodo analizado, mostrando así, la variación en moneda constante (moneda que mantiene estable o inalterable su capacidad adquisitiva).

En concordancia con los lineamientos y criterios adoptados por el Gobierno de la Provincia de San Juan en materia salarial, se otorgaron al personal idénticos incrementos que el resto de los empleados de la Administración Pública, acumulando un incremento anual salarial de 27,6 % en 2025.

Directorio y Planta Personal E.P.R.E. a Diciembre 2025
(cantidad de agentes / trabajadores)



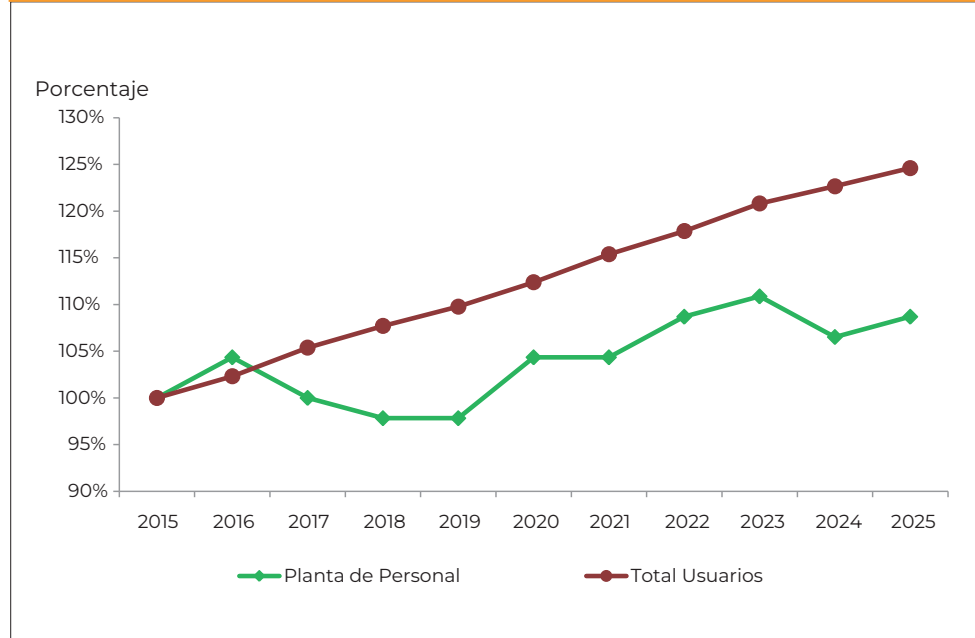
Composición Ejecución Gastos de Personal 2025



Planta de Personal en relación a las variables del Mercado Eléctrico Provincial. Evolución 2015 – 2025

Año	Planta de Personal	Energía Operada (MWh/año)	Potencia Operada (MW/año)	Total Usuarios
2015	46	2.217.883	489,32	226.747
2016	48	2.247.578	503,86	231.981
2017	46	2.202.632	498,22	238.935
2018	45	2.226.219	536,48	244.204
2019	45	2.180.249	520,22	248.905
2020	48	2.202.462	538,89	254.821
2021	48	2.215.228	551,51	261.605
2022	50	2.382.087	582,32	267.245
2023	51	2.395.808	567,2	273.950
2024	49	2.523.260	618,646	278.111
2025	50	1.444.396	583,72	282.527

Planta de personal en relación a la cantidad de Usuarios conectados a la Red Eléctrica



Convenio de Pasantías U.N.S.J. – E.P.R.E.

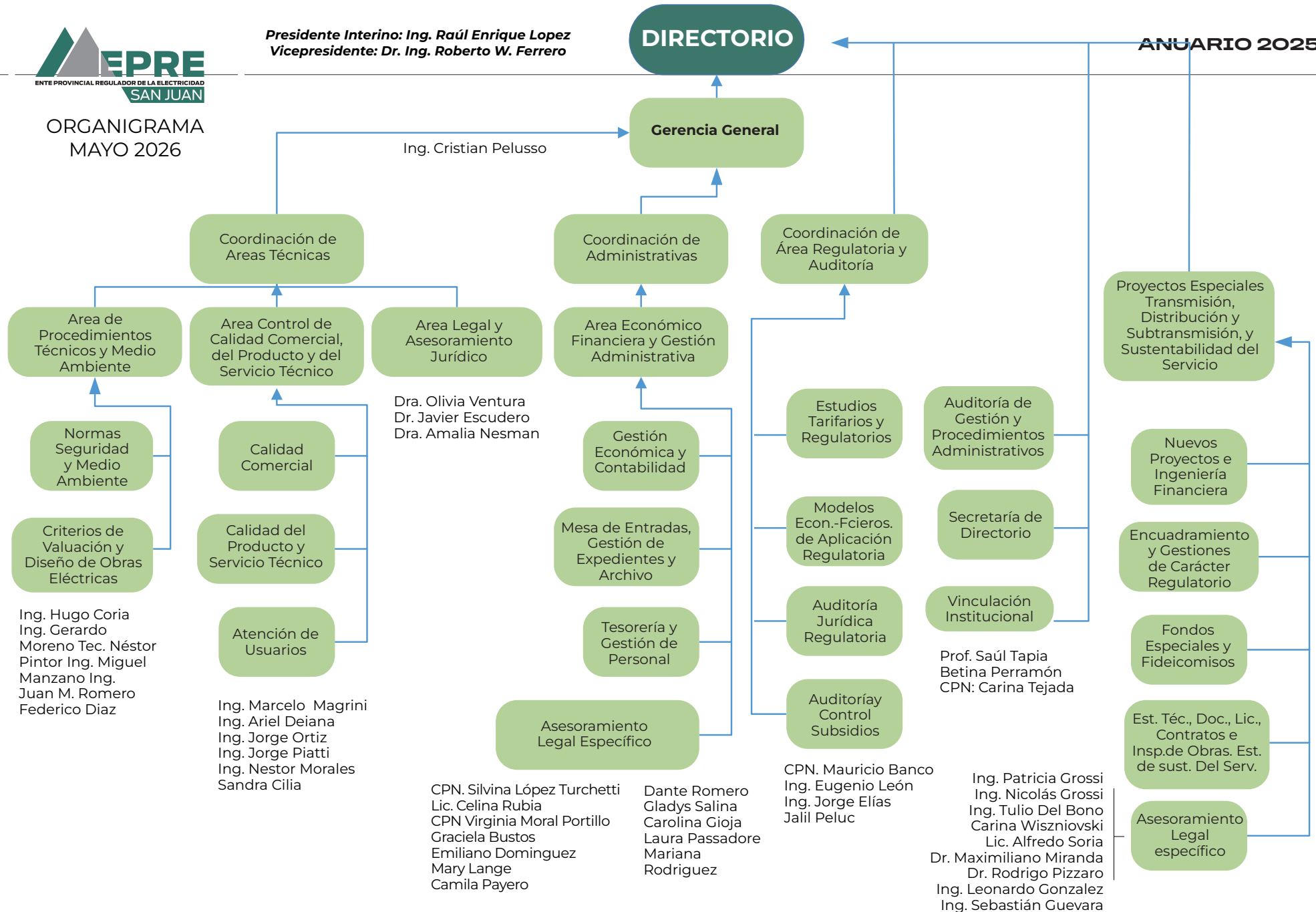
La Universidad Nacional de San Juan y el E.P.R.E. tienen firmado un Convenio de Pasantías en el marco de la Ley Nacional N° 26.427.

En el marco de este Convenio alumnos de carreras de grado, que se encuentran en la etapa final de su carrera, realizan trabajos de Tesis, Prácticas de Fábrica, entrenamiento y/o capacitación en temas específicos.

Han participado, entre otros, alumnos de las carreras de Ingeniería Eléctrica, Electromecánica, y Electrónica de la Facultad de Ingeniería; de las Licenciaturas en Trabajo Social y Sociología de la Facultad de Ciencias Sociales.

Pasantes - Estudiantes U.N.S.J. a Diciembre de 2025	
PASANTES	CARRERA
Besso, Carlos Ignacio	Ingeniería Electromecánica
Carranza, Camila Rocío	Licenciatura y Profesorado de Sociología
Cricco Marín, Leonardo	Ingeniería Electrónica
Chavez Quintero, Salomé Rocío	Licenciatura de Trabajo Social
De Oro Parra, Ricardo Gabriel	Ingeniería Eléctrica
Gimenez Morales, Ignacio Nicolas	Ingeniería Eléctrica
Gonzalez Gómez, Micaela Nicole	Ingeniería Industrial
Laciar Lara, Franco Dario	Ingeniería Electromecánica
Moreyra, Micaela Jesus	Licenciatura de Trabajo Social
Ontiveros Dávila, María Belén	Licenciatura y Profesorado de Sociología
Ortega Gonzalez, Sofía Belén	Licenciatura en Sociología
Pedrozo Roca, Martín Ezequiel	Ingeniería Eléctrica
Ramirez Lucero, Melisa Aldana	Licenciatura en Sociología
Rivero. Andrea Denise	Ingeniería Electromecánica
Tornese Montero, Valenín Hernán	Ingeniería Eléctrica
Zabaleta Jirón, Gustavo G.	Ingeniería Eléctrica

ORGANIGRAMA
MAYO 2026



CARGO ÚNICO MUNICIPAL

- *Acuerdo San Juan año 2020*
- *Medidas dispuestas en el Acuerdo San Juan*
- *Estado de la instrumentación de las medidas*
- *Decreto N° 0851-MIAyE-2024*
- *Exención del Cargo Único Municipal a Usuarios Beneficiarios de la Tarifa Social*
- *Año 2025. Valores Facturados a los Usuarios por Cargo Único Municipal, Recaudados por las Distribuidoras, Facturados al Municipio por consumo de Alumbrado Público, Espacios Públicos y Gastos Administrativos.*



CARGO UNICO MUNICIPAL

ACUERDO SAN JUAN

En el contexto del Programa Provincial de Revisión de las Normas Tributarias de la Provincia llevado a cabo en el año 2020, el Poder Ejecutivo convocó a representantes de todos los sectores de la sociedad, quienes se expresaron en distintas mesas sectoriales, a las que se sumaron las mesas de los municipios en los 19 departamentos, y consultas directas a los sanjuaninos, con el objetivo de elevar propuestas y proyectos, para redefinir la orientación productiva de la Provincia.

El resultado de ese consenso se encuentra plasmado en el **ACUERDO SAN JUAN**, como un conjunto de acciones y medidas que permitan un mayor bienestar para todos los sanjuaninos.

Dentro de los puntos abordados en las mesas sectoriales, quedó plasmada la necesidad de adecuación de los tributos provinciales y municipales. En este marco, el Poder Ejecutivo conjuntamente con los Municipios, dieron tratamiento en las mesas de trabajo a la revisión de las normas tributarias de la provincia, y tasas municipales que inciden en la facturación del Servicio de Electricidad.

Medidas dispuestas en el ACUERDO SAN JUAN

Los conceptos de “TASA DE ALUMBRADO PÚBLICO” y “CARGO POR USO DEL ESPACIO AÉREO (CONTRIBUCIÓN MUNICIPAL)” se subsumieron en un “CARGO ÚNICO MUNICIPAL”, que permita a los Municipios cubrir los gastos por consumos de Alumbrado Público, Edificios Propios y Gastos Administrativos respectivamente, debiendo adicionalmente ser suficientes para afrontar las tareas de operación, mantenimiento y expansión de las redes de Alumbrado Público con incorporación de Tecnología LED.

Se estableció también que, en las facturaciones de los Usuarios Productivos, se reflejó a partir de los consumos del 01/10/2020 una reducción del 25% en los cargos municipales (incluidos en la facturación bajo el CARGO ÚNICO MUNICIPAL) respecto de los vigentes al 30/09/2020.

Asimismo, se aseguró que el monto a incluir en la factura del resto de los Usuarios (Usuarios Pequeñas Demandas) guarde relación con los montos que surgen de las Ordenanzas vigentes al 30/09/2020, permitiendo que se recaude el monto necesario para cubrir los gastos de energía eléctrica de cada Municipio

Estado de la instrumentación de las medidas

Los Municipios de la Provincia de San Juan, como Autoridad con facultades para disponer en la materia, han emitido las respectivas Ordenanzas Municipales, mediante las cuales se define la implementación de un Cargo Único Municipal, aprobando el monto de CARGO ÚNICO MUNICIPAL (presupuesto) a incluir en las facturas de los Usuarios del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica, el cual incluye los recursos para solventar el gasto de energía eléctrica, el mantenimiento, reposición y expansión del Alumbrado Público a cargo del Municipio, el cual deberá ser prorrateado en las facturaciones de los Usuarios.

Asimismo, en dichas Ordenanzas Municipales, los Municipios solicitan al Ente Provincial Regulador de la Electricidad (E.P.R.E.), aprobar un procedimiento mediante el cual se realice la determinación de los montos a incluir como Cargo Único Municipal en la factura de cada Usuario.

En este sentido, mediante Resolución E.P.R.E. N° 038/21 se aprobó el Procedimiento General para la determinación del “Cargo Único Municipal” a incluir en las facturas del Servicio Público de Distribución de Electricidad que incluyan consumos a partir del 01/10/2020, teniendo en cuenta los lineamientos definidos en el Acuerdo San Juan.

Mediante Decreto N° 0287-MHF-2021 se requirió al E.P.R.E. instrumentar las acciones regulatorias necesarias para verificar el estricto cumplimiento de las coincidencias alcanzadas en el “Acuerdo San Juan”, garantizándose que los costos transferidos a las personas Usuarías del Servicio, refleje como valor máximo el monto aprobado para Cargo Único Municipal.

En el marco de la normativa citada, el E.P.R.E. debe verificar que las Distribuidoras trasladen a las facturas de las personas Usuarías del servicio, un monto máximo global que surge del mínimo entre los gastos previstos en energía para Alumbrado Públi-

co y Edificios Propios del Municipio, afectados por el “Factor LED” y el presupuesto que surja de Ordenanza sancionada por el municipio (considerando el escalonamiento de tres años en los casos que se observaban variaciones importantes).

En relación al Decreto N° 0851-MIAyE-2024.

En 2024, a través del Decreto N° 0851-MIAyE-2024, el Poder Ejecutivo Provincial, como Poder Concedente del Servicio Público de distribución de la energía eléctrica, encomienda al E.P.R.E. a instruir a las Distribuidoras Concesionarias del Servicio Público de Distribución de Electricidad de la Provincia, se incluyan en las facturas de las personas usuarias por los servicios prestados, como monto máximo del concepto “Cargo Único Municipal”, los importes que permitan cubrir la suma de los gastos en las facturaciones de los suministros de Alumbrado Público, Cargos Administrativos respectivos, y Edificios Propios Municipales, más el margen adicional del “Factor Led” que surja de la declaración de existencia de luminarias de tecnología LED informada por cada Municipio, con un tope para este factor de Uno Coma Siete (1,7), equivalente al establecido en el marco de los acuerdos celebrados.

Mediante la Resolución E.P.R.E. N° 607/24, se reglamentó esta disposición del Poder Concedente del Servicio Público, que no implica desmedro alguno de las facultades tributarias de los Municipios, que pueden perseguir el cobro de los tributos que definan de aplicación para los Usuarios por las vías que se entiendan correspondientes.

En este sentido, conforme lo establecido en la Resolución E.P.R.E. N° 607/24, las Distribuidoras verifican el cumplimiento del tope máximo dispuesto en Decreto del Poder Ejecutivo Provincial N° 0851-MIAyE-2024, de manera periódica en base trimestral, evaluando el cumplimiento de las pautas dispuestas al momento de la sanción de Programaciones Estacionales para el Mercado Eléctrico Mayorista aprobadas por la Secretaría de Energía de la Nación, en ocasión de cada Resolución del E.P.R.E. modificatoria de los valores del Costo de Distribución y Costos Comerciales.

La implementación de estas medidas refuerza la sustentabilidad del servicio de alumbrado público, asegurando una recaudación suficiente para su operación, mantenimiento y expansión, en beneficio de la comunidad.

Exención del Cargo Único Municipal a Usuarios Beneficiarios de la Tarifa Social

El Gobierno Provincial, comprometido con la necesidad de garantizar el acceso al Servicio Público de la Electricidad, considerando las condiciones socioeconómicas de los usuarios residenciales, entendió necesario reducir el impacto de las tarifas eléctricas a aquellos usuarios con ingresos insuficientes para atender sus necesidades básicas.

Por tal motivo, desde el Gobierno Provincial se acordó con los distintos Municipios de la Provincia, establecer una reducción de impuestos de tasas municipales para aquellos usuarios que son beneficiarios de la Tarifa Social con consumos de energía facturada bimestral de hasta Un Mil Kilovatios hora (1000 kWh-bimestre), que son aquellos usuarios residenciales que se encuentran en las condiciones mencionadas.

En este marco, la gran mayoría de los municipios adhirieron a los lineamientos del Gobierno Provincial, emitiendo Ordenanzas que establecen la exención del Cargo Único Municipal para los usuarios más vulnerables.



Valores Facturados a los Usuarios por Cargo Único Municipal, Recaudados por las Distribuidoras, Facturados al Municipio por consumo de Alumbrado Público, Espacios Públicos y Gastos Administrativos

CARGO ÚNICO MUNICIPAL			
Municipio	Facturado a los Usuarios	Recaudado	Facturado al Municipio por Consumos A.P. + E.P. + G.Admin.
25 DE MAYO	\$ 746.292.919,28	\$ 727.746.499,19	\$ 854.686.315,06
9 DE JULIO	\$ 427.794.542,19	\$ 417.369.060,27	\$ 290.974.832,46
ALBARDON	\$ 1.083.758.471,42	\$ 1.058.953.404,46	\$ 1.166.690.492,79
ANGACO	\$ 525.597.571,53	\$ 499.977.283,91	\$ 506.034.770,49
CALINGASTA	\$ 705.920.722,92	\$ 699.788.241,24	\$ 533.647.820,40
CAPITAL	\$ 4.122.908.050,37	\$ 4.074.024.955,76	\$ 2.718.868.749,42
CHIMBAS	\$ 2.068.171.744,81	\$ 1.984.635.471,26	\$ 1.589.148.656,29
IGLESIA	\$ 590.366.837,77	\$ 597.085.027,71	\$ 703.155.163,24
JACHAL	\$ 1.042.422.394,92	\$ 1.021.412.516,13	\$ 821.147.190,25

CARGO ÚNICO MUNICIPAL

Municipio	Facturado a los Usuarios	Recaudado	Facturado al Municipio por Consumos A.P. + E.P. + G.Admin.
POCITO	\$ 2.364.331.578,07	\$ 2.306.831.175,24	\$ 1.823.745.601,46
RAWSON	\$ 3.289.580.194,79	\$ 3.202.783.619,52	\$ 2.333.400.339,16
RIVADAVIA	\$ 3.285.244.878,62	\$ 3.225.639.404,52	\$ 2.182.223.975,32
SAN MARTIN	\$ 882.989.188,64	\$ 863.506.965,30	\$ 821.720.330,37
SANTA LUCIA	\$ 2.054.978.016,72	\$ 2.038.036.536,79	\$ 1.465.431.060,67
SARMIENTO	\$ 974.405.219,63	\$ 973.594.257,19	\$ 843.217.579,98
ULLUM	\$ 465.962.961,97	\$ 444.331.607,68	\$ 378.491.118,44
VALLE FERTIL	\$ 393.147.627,10	\$ 376.071.905,69	\$ 397.515.360,61
ZONDA	\$ 344.303.285,89	\$ 321.000.986,15	\$ 309.109.637,10
CAUCETE (*)	\$ 1.002.607.794,08	\$ 960.197.902,16	\$ 1.064.720.330,02

(*) Con informacion de facturación disponible a Oct-25 (sujeto a auditoría)

GENERACIÓN ELÉCTRICA DISTRIBUIDA EN SAN JUAN

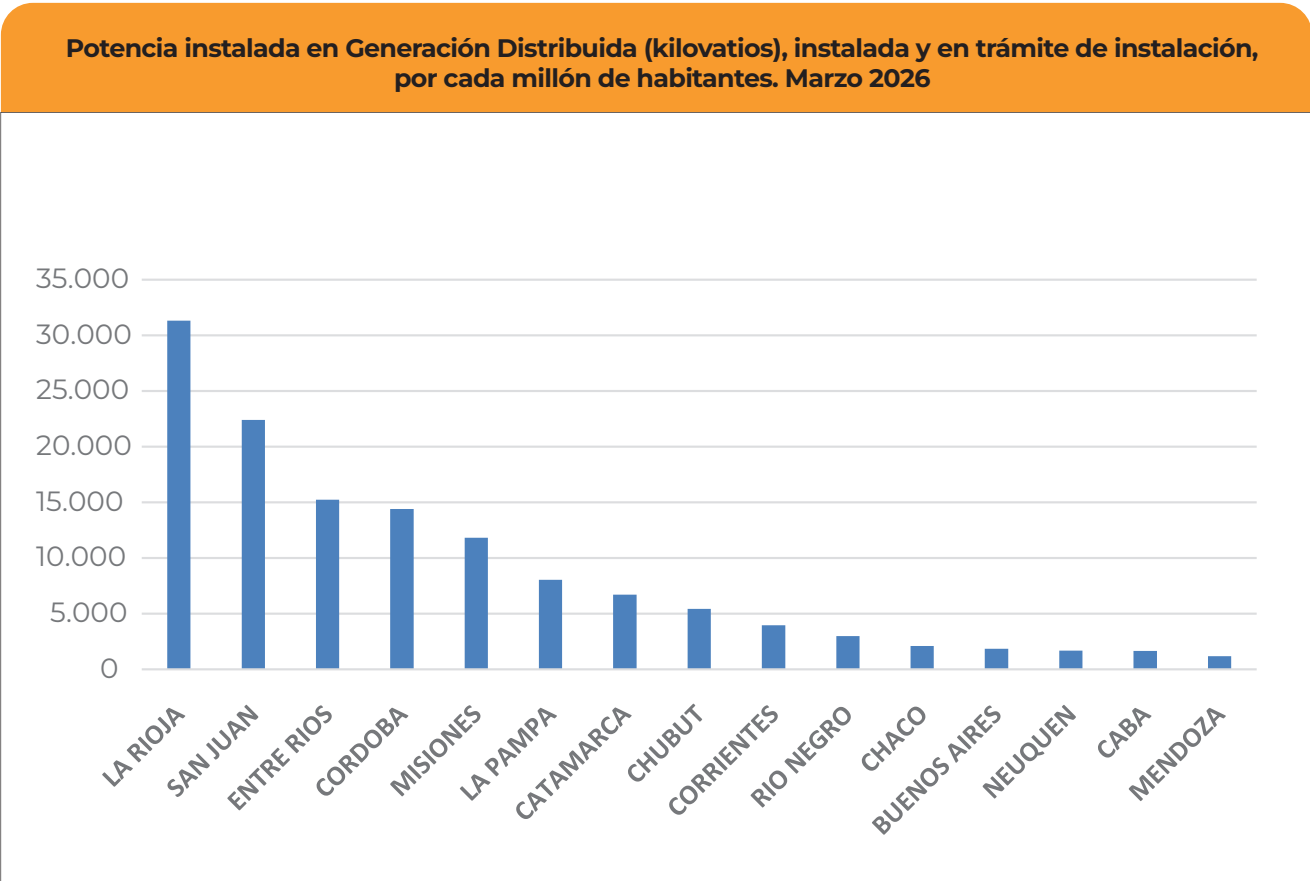
- *Introducción*
- *Potencia en Generación Distribuida (kilovatios), instalada o en trámite de instalación, por cada millón de habitantes a marzo de 2026*
- *Normas legales y principios rectores vigentes.*
- *¿Qué es la generación distribuida?*
- *¿Cuáles son los beneficios de ser “Usuario-Generador”?*
- *¿Cómo instalar Generación Distribuida?*
- *Generación y consumos de energía en un suministro de un Usuario Generador.*
- *Esquema general de facturación.*
- *Mitos y realidades de la instalación de paneles fotovoltaicos (Generación Distribuida) en hogares, comercios e industrias de San Juan*
- *Control a cargo del E.P.R.E., acciones realizadas.*
- *Espacio de Participación para la adopción de acciones regulatorias locales, eficaces para la mejora de la actividad de Generación Distribuida*
- *Trabajo en conjunto para el desarrollo energético. App Generación Solar Distribuida*

GENERACIÓN ELÉCTRICA DISTRIBUIDA EN SAN JUAN

INTRODUCCIÓN

Mediante la Ley Provincial N° 1878-A, la Provincia de San Juan ha adherido a las disposiciones en Ley Nacional N° 27.424 “Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable Integrada a la Red Eléctrica Pública”, que tiene por objeto “... fijar las políticas y establecer las condiciones jurídicas y contractuales para la generación de energía eléctrica de origen renovable por parte de usuarios de la red de distribución, para su autoconsumo, con eventual inyección de excedentes a la red, y establecer la obligación de los prestadores del servicio público de distribución de facilitar dicha inyección, asegurando el libre acceso a la red de distribución, sin perjuicio de las facultades propias de las provincias”.

La preponderancia y auge de la Generación Distribuida en la Provincia de San Juan puede verse reflejada en el siguiente gráfico, elaborado a partir de los datos proporcionados por la Secretaría de Energía de la Nación Argentina:



NORMAS LEGALES VIGENTES

• **Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable Integrada a La Red Eléctrica Pública:** Ley Nacional N° 27.424

> Adhesión Ley Provincial N° 1878-A

• **Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energías destinadas a la Producción de Energía Eléctrica:** Leyes Nacionales N° 26.190, N° 27.191.

> Adhesión Ley Provincial 1443-A.

• **Resolución E.P.R.E. N° 119/18,** y su instructivo Nota E.P.R.E. N° 1486/19

> Lineamientos Rectores en materias con impacto en la jurisdiccional local, del régimen Ley Nacional N° 27.424. Materias de interrelación Servicio Público con Generación Distribuida.

• **Resolución N° 706/20** emitida por el Ministerio de Obras y Servicios Públicos

> Procedimientos técnicos de aplicación en la Provincia de San Juan en materias de juris-

dicción provincial de la Generación Distribuida de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovable no convencional.

• **Resolución E.P.R.E. N° 053/22**

> Disposición complementaria necesaria para la correcta instrumentación de los procedimientos aprobados.

• **Resolución E.P.R.E. N° 651/23**

> Disposiciones complementarias orientadas a la mejora de la actividad.

• **Resolución SE N° 235/24**

> Reglamentación complementaria emitida por la Secretaría de Energía de la Nación.

• **Nota E.P.R.E. N° 14425/24**

> Instrucción regulatoria referida a la mecánica para el ejercicio de la opción de “Integración del Valor Agregado de Distribución (VAD) con el registro de Potencia Demandada en Su-

ministros de categorías “Pequeñas Demandas”.

• **Resolución E.P.R.E. N° 080/26**

> Creación de Categoría Tarifaria T5 (T5-R, T5-G, T5-AP, y T5-Medianas Demandas) para suministros vinculados a la red de distribución con instalaciones de generación de energía, habilitados en el marco de las disposiciones en la Ley Provincial 1878-A de adhesión San Juan a Ley Nacional 27.424.

Principios rectores en las normas legales vigentes

• Jurisdicción Nacional: la Generación de energía eléctrica con inyección de excedentes.

• Jurisdicción Provincial: el Servicio Público de Distribución de Electricidad.

• Libre Acceso a las redes.

• Prevención conductas anticompetitivas, monopólicas o discriminatorias.

- Seguridad para personas y bienes. Evitar instalaciones subrepticias.

- Promoción de la actividad con exenciones impositivas (nacionales y provinciales) y beneficios promocionales (FODIS, Leyes 1705-A y 1744-I).

- Asignación de costos a causantes en el Universo de los Usuarios del Sistema Interconectado Provincial.

- Otorgamiento y Explicitación de Subsidios que la Autoridad de Aplicación de la Ley Provincial N° 1878-A decida se deben otorgar a usuarios adoptantes en el marco de la política de fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable Integrada a La Red Eléctrica Pública.

¿Qué es la Generación Distribuida?

Las personas usuarias del servicio de distribución de electricidad pueden instalar equipamiento de generación de energía eléctrica mediante el uso de Fuentes Renovables de Energía en sus suministros, con destino al autoconsumo, y eventual inyección de excedentes a la red de distribución.

¿Cuáles son los beneficios de ser “Usuario-Generador”?

- Ahorro en las facturas del servicio público de electricidad.

- Contribución a mitigar los efectos climáticos con acciones directas, inyectando energía limpia y renovable a la red.

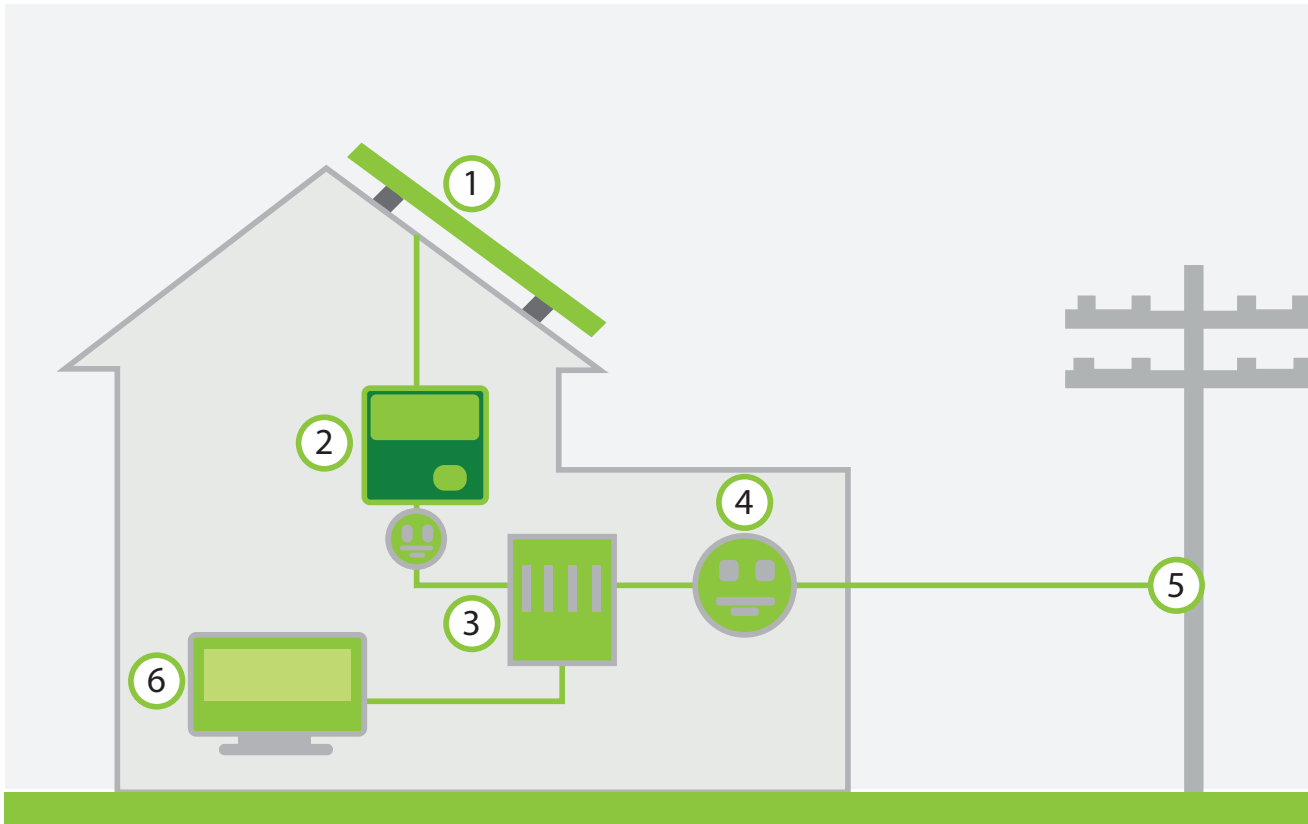
¿Cómo instalar Generación Distribuida?

En el enlace <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/generacion-distribuida/instructivos>, se encuentran detallados los pasos a seguir, compilados en instructivos referidos al procedimiento para la conexión a través de la Plataforma Digital de Acceso Público.

A fin de iniciar el trámite, la persona interesada podrá acceder al siguiente enlace, <https://www.naturgysj.com.ar/info-util/generacion-distribuida/> en el cual se especifican los trámites y documentación requerida para obtener el “Certificado de Usuario-Generador”, conforme la normativa de jurisdicción local.

Generación y consumos de energía en un suministro de un Usuario Generador

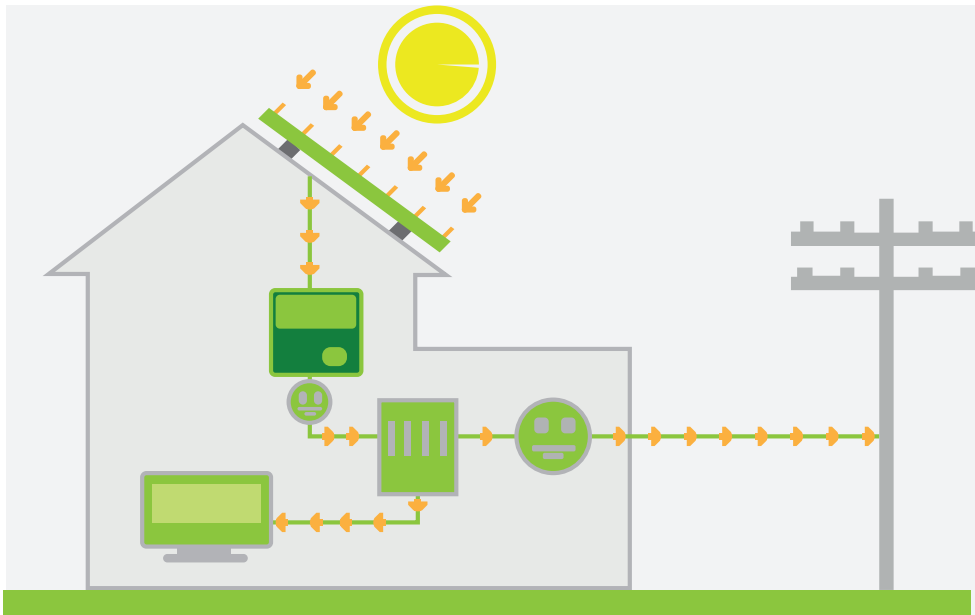
Se presenta un esquema básico asociado a los intercambios de energías involucrados en un suministro de un Usuario Generador:



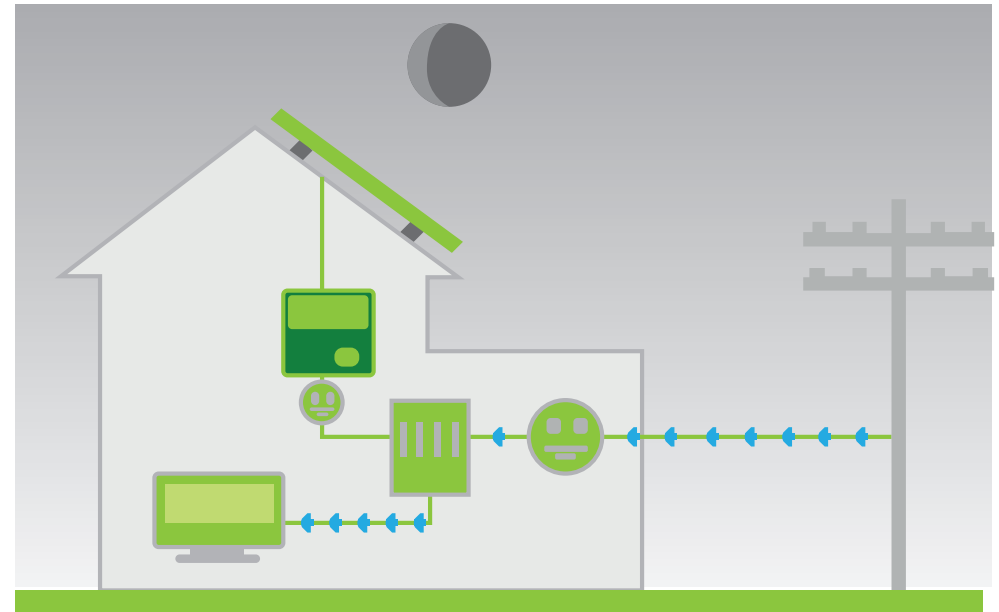
Los Paneles Solares (1), entregan energía que es registrada en un medidor (2).

La electricidad va a una caja (3), desde donde se alimenta tu casa (6).

La electricidad que sobra se vende a la Distribuidora y la que falta se compra (5). Todo lo registra otro medidor (4).

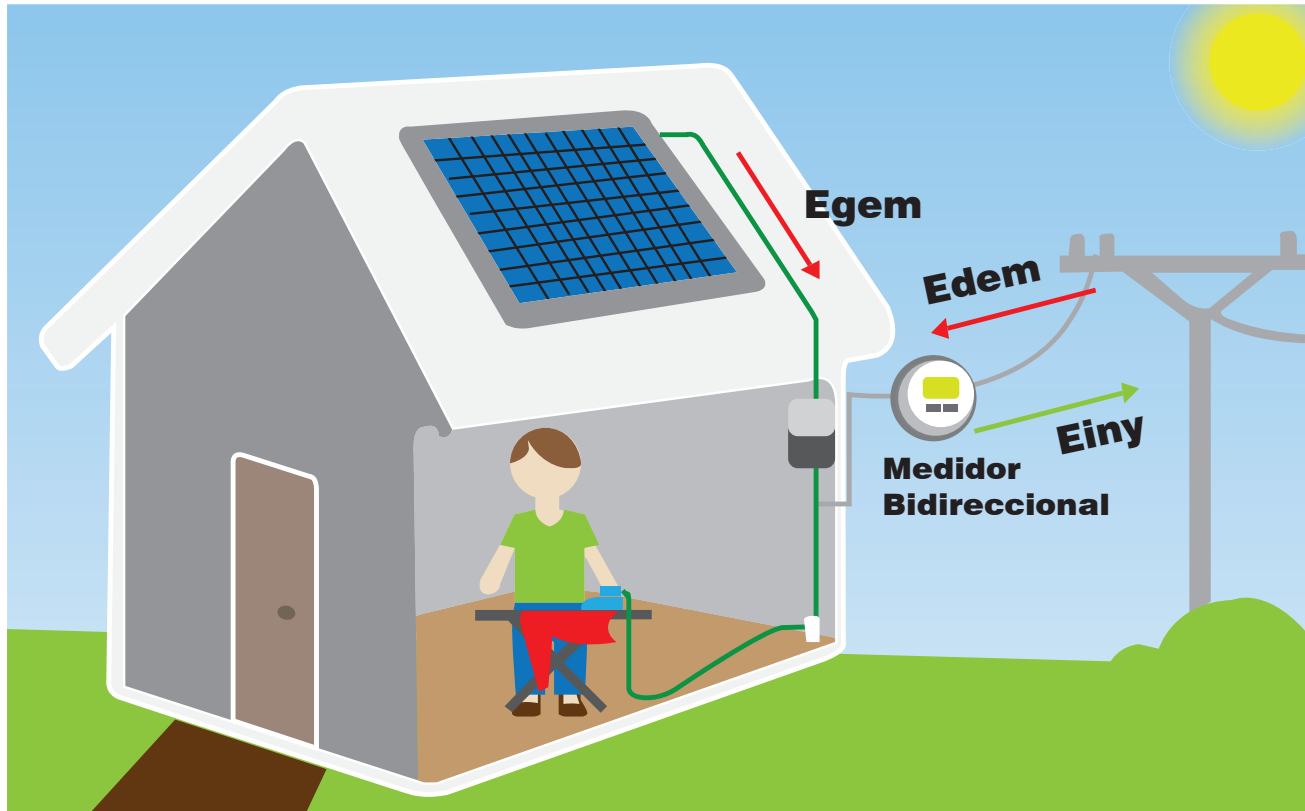


De día, la electricidad de los paneles se consume en el suministro. Lo que sobra se vende a la Distribuidora



De noche, la Distribuidora provee la electricidad que se usa en el suministro. Se pagan las mismas tarifas que todos los Usuarios.

En la figura se ilustran las energías medidas en el suministro con Generación Distribuida.



→ $Econs = Edem - Einy + Egen$

- **Econs:** energía activa consumida en el suministro del Usuario Generador.

- **Einy:** energía activa inyectada en el suministro del Usuario Generador a la red del Servicio Público de electricidad. Surge de los registros del medidor bidireccional.

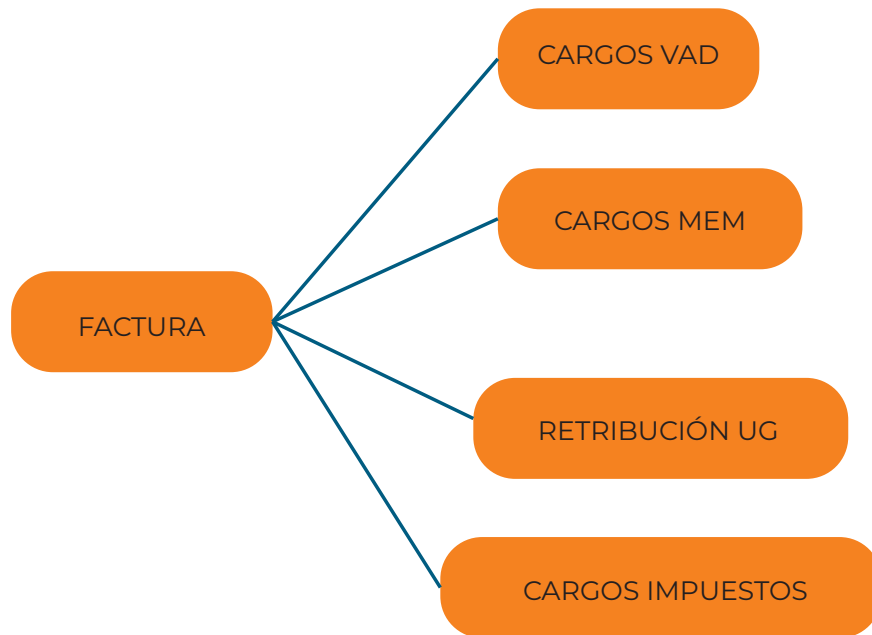
- **Edem:** energía activa demandada en el suministro del Usuario Generador desde la red del Servicio Público de electricidad. Surge de los registros del medidor bidireccional.

- **Egen:** energía activa generada en el suministro del Usuario Generador.

Esta mecánica de incorporación del VAD es exclusiva para los suministros de pequeñas demandas, que no registran ni contratan potencia en sus suministros.

Esquema general de facturación

Deben identificarse claramente los cargos contenidos en las facturas emitidas en suministros de Usuarios Generadores:



• **Cargos VAD:** corresponde al Valor Agregado de Distribución, es decir, los costos eficientes reconocidos a la distribuidora para la prestación del Servicio Público de electricidad.

• **Cargos MEM:** corresponde a los cargos del Mercado Eléctrico Mayorista, es decir los cargos nacionales.

• **Retribución UG:** corresponde al reconocimiento monetario efectuado por la empresa Distribuidora al Usuario Generador, por la energía inyectada a la red de distribución del servicio público de electricidad.

• **Cargos Impuestos:** corresponde a los cargos municipales, impuestos nacionales, provinciales y fondos especiales de la Provincia de San Juan.

Cabe destacar previa emisión de la Resolución E.P.R.E. N° 080/26 de fecha 23/01/26, aquellos UG que no contrataban ni registraban los consumos de potencia en sus suministros, el E.P.R.E. dispuso oportunamente, mediante Resolución E.P.R.E. N° 651/23, aprobar la disposición complementaria que permite al UG la posibilidad de optar por abonar los costos propios de distribución (Cargos VAD) de acuerdo a la Energía Consumida en el suministro o de acuerdo a la Potencia Máxima Registrada por el medidor bidireccional.

Asimismo, a partir de la Resolución E.P.R.E. N° 080/26 se dispuso que los suministros categorizados como UG -T5- (sin medición de potencia), habilitados antes de la entrada en vigencia del nuevo Régimen Tarifario, mantendrán en sus facturaciones el Régimen Tarifario vigente hasta el 22 de enero de 2026; pudiendo solicitar optativamente la aplicación del nuevo Régimen Tarifario.

MITOS Y REALIDADES DE LA INSTALACIÓN DE PANELES FOTOVOLTAICOS (GENERACIÓN DISTRIBUIDA, GD) EN HOGARES, COMERCIOS E INDUSTRIAS DE SAN JUAN

La regulación actual, que respeta la Ley Provincial y Nacional, garantiza un desarrollo sostenible y justo de la GD, sin crear situaciones de inequidad.

En este sentido, debe evitarse que el universo de las personas usuarias (incluyendo a los hogares más vulnerables), paguen los costos que les corresponden a los que se benefician de la instalación de paneles fotovoltaicos (que pueden afrontar los altos costos de su instalación y se benefician con facturas de menor monto mensual).

A continuación se presentan y desmienten algunos de los mitos más difundidos:

• **MITO:** “Se exige la instalación de un medidor especial junto con una caja de mayor tamaño, con un costo aproximado de USD 1800.”

• **REALIDAD:** La Ley Nacional y Provincial establecen la obligación del Usuario de abonar el costo del medidor que se utiliza para medir la energía que se consume de la red, y la energía que se inyecta a la red, por lo que se necesita un medidor “bidireccional”, distinto al que se instala en un suministro sin paneles. El costo del medidor aprobado por el E.P.R.E., que la Distribuidora puede solicitar al usuario es de \$ 695.121 IVA incluido.

• **MITO:** “Cobro de VAD sobre energía autoconsumida. Se impone un cargo por energía que nunca ingresa a la red.”

• **REALIDAD:** Es falso. No se cobra NADA por la energía “autoconsumida”. Esta es una de las confusiones más graves y ha sido aclarada en múltiples ocasiones. Es imposible “eliminar” un cobro que no existe. El VAD (Valor Agregado de Distribución), representa los costos de la red eléctrica que pagan todas las personas usuarias, proporcionalmente a la potencia máxima que se demanda de la red.

• **MITO:** “Al incluir tasas municipales, ingresos brutos, IVA y otros fondos, se grava injustificadamente una energía que nunca es facturada”.

• **REALIDAD:** La afirmación no es real. Los impuestos (IVA, IIBB, Cargo Único Municipal) se aplican únicamente sobre los cargos que efectivamente se cobran. La energía que se inyecta a la red, de hecho, reduce la base sobre la que se calculan los impuestos. Es decir, en lugar de sumar, reduce los impuestos que se abonan. Nunca se calcula carga impositiva sobre “energía no comercializada”. Tampoco existe ningún gravamen sobre la energía inyectada ni sobre la autogeneración.

• **MITO:** “A un usuario común no le conviene poner paneles solares”.

• **REALIDAD:** Esta afirmación no se condice con la realidad. La instalación de paneles solares genera importantes ahorros en la factura del servicio eléctrico. Aunque la inversión inicial es elevada, para quien dispone de los recursos, es una alternativa de inversión inteligente. No debe desalentarse su instalación con argumentos falsos.

• **MITO:** “La quita (“sobrecargos”) puede ser tan fuerte que ayude a reducir la tarifa eléctrica”.

• **REALIDAD:** Esta idea es incorrecta y engañosa. “Eliminar” el cobro de los costos de la red para los usuarios con paneles (que, como se aclaró, se cobra sobre la potencia y no sobre la energía autoconsumida), implicaría que esos costos tendrían que ser asumidos por otro grupo de personas usuarias. Lejos de reducir la tarifa general, esto provocaría que las personas que no tienen paneles solares terminen pagando más caro para cubrir los costos de los que sí los tienen. La conveniencia de unos pocos no puede lograrse a costa de aumentar la tarifa de la mayoría. La “postura restrictiva” de la que se denuncia al E.P.R.E. hace a su obligación de garantizar para el universo de las personas usuarias la JUSTICIA Y EQUIDAD en las tarifas eléctricas. JUSTICIA para que representen los mínimos costos compatibles con la calidad del abastecimiento. EQUIDAD para que cada persona usuaria, pague los costos que corresponden, sin que los usuarios que no tengan paneles subsidien injustamente a los que si los tienen.

• **MITO:** “Se viola la Ley 27.424 (Ley Nacional de Energía Distribuida)”.

• **REALIDAD:** Falso. Todas las reglamentaciones aplicadas en San Juan, tanto por el Ministerio de Infraestructura, Agua y Energía, como por el E.P.R.E., se han dictado en estricto apego a la legislación nacional y provincial vigentes.

• **MITO:** “Por las ilegales reglamentaciones, en San Juan no hay tantas instalaciones como en otras Provincias”.

• **REALIDAD:** Falso. San Juan es líder a nivel nacional en potencia instalada por cantidad de habitantes, reflejo de las modernas regulaciones, y las sucesivas medidas de aliento adoptadas desde el Gobierno Provincial, que permanentemente alienta con políticas activas el desarrollo de la actividad.

Control a cargo del E.P.R.E., acciones realizadas.

El Ministerio Obras y Servicios Públicos de la Provincia de San Juan ha sido designado en la Ley de adhesión como Autoridad de Aplicación en materias de generación Distribuida.

El E.P.R.E. debe hacer cumplir el Marco Regulatorio de la Actividad de Distribución Eléctrica, controlando la prestación del servicio por las Concesionarias, garantizando justicia, razonabilidad, eficiencia y equidad de los cargos tarifarios.

Se controla el cumplimiento de la Ley Marco Regulatorio de la Actividad Eléctrica Provincial, que establece que “En ningún caso los costos atribuibles al servicio prestado a un usuario o categoría de usuarios, podrán ser recuperados mediante tarifas cobradas a otros usuarios.”

Consecuentemente, las normas emitidas por el E.P.R.E. verifican que:

- Las tarifas representen costos económicos y eficientes.
- Los costos de la prestación deben estar directamente relacionados con la potencia puesta a disposición.
- En las categorías “pequeñas demandas” no se mide potencia, siendo el consumo de energía la medida para encuadrar a los suministros.
- Se deben considerar las características inherentes a generación distribuida de Variabilidad e Intermittencia.

· Se tienen en cuenta variantes para facturación de generación distribuida como: medición de potencia, cargos fijos, facturas mínimas, precios según banda horaria, precios dinámicos, etc. (implican reemplazo equipamiento y sistemas de medición).

El E.P.R.E. ha realizado todas las acciones a los fines que en la Provincia de San Juan se apliquen de manera correcta los principios de las Leyes sancionadas.

Se han realizado diversas reuniones para el análisis de cuestiones Técnico/Económicas en materias de competencia regulatoria del E.P.R.E. San Juan, y cuestiones impositivas y de promoción, para facilitar el ejercicio del Derecho de los Usuarios consagrado por Ley Provincial N° 1878-A -Generación Distribuida de Energía Eléctrica a partir de Fuentes de Energía Renovables.

Han participado de las reuniones autoridades de la Cámara de Diputados de la Provincia, E.P.R.E., EPSE, Agencia Calidad San Juan, Empresas Proveedoras de Equipamiento, Usuarios de los rubros industriales, agrícolas, hoteleros, concesionarios de automóviles, etc.

Asimismo, a partir de las reuniones y las colabo-

raciones efectuadas por el E.P.R.E. a la Autoridad de Aplicación, en 2020 surgió la Resolución N° 706/20 emitida por el Ministerio de Obras y Servicios Públicos, a partir de la cual se establecieron los procedimientos técnicos de aplicación en la Provincia de San Juan asociados a la Generación Distribuida de Energía Eléctrica a partir de fuentes de energía renovable no convencional.

En tal sentido, en el marco de la Resolución N° 706/20, el E.P.R.E. emitió las Resoluciones N° 053/22 y 651/23 con disposiciones complementarias, necesarias para la correcta instrumentación de los procedimientos aprobados y a la mejora de la actividad.

En el marco de la Revisión Tarifaria Ordinaria (RTO) 2026-2030, el E.P.R.E. emitió la Resolución N° 080/26 creando la nueva Categoría Tarifaria T5 (T5-R, T5-G, T5-AP, y T5-Medias Demandas) para suministros vinculados a la red de distribución con instalaciones de generación de energía, habilitados en el marco de las disposiciones en la Ley Provincial 1878-A de adhesión San Juan a Ley Nacional 27.424.

A la fecha, la Provincia de San Juan cuenta con Usuarios Generadores registrados, los cuales ya se encuentran conectados al servicio público de electricidad y perciben los beneficios dispuestos

en la normativa vigente.

Espacio de Participación para la adopción de acciones regulatorias locales, eficaces para la mejora de la actividad de Generación Distribuida

Mediante la Resolución N° 448/22 emitida por el E.P.R.E. en fecha 06/05/22, se constituye un “Espacio de Participación para la adopción de acciones regulatorias locales, eficaces para la mejora de la actividad de Generación Distribuida”, orientado a establecer un ámbito de participación para las entidades y reparticiones con compromiso interés en a la actividad de Generación Distribuida, como paso necesario para la formulación de políticas y enfoques para la mejora de la reglamentación de la referida actividad en la Provincia de San Juan.

En tal sentido, en el Espacio de Participación constituido, se propone analizar mejoras, o complementar las disposiciones provinciales que reglamentan la actividad enmarcada en las disposiciones de la Ley Nacional N° 27.424, a la cual San Juan adhirió en Ley Provincial N° 1878-A, buscando:

- Fomentar la participación comprometida de partes con interés en la actividad

de Generación Distribuida, recabando sus opiniones, propuestas y reclamos, a ser utilizadas como insumo en la elaboración de nuevas reglamentaciones.

- Elaborar, con participación conjunta de las autoridades gubernamentales y actores privados con interés, planes y políticas locales sectoriales para la promoción de la actividad de Generación Distribuida.
- Mejorar la calidad de la inversión pública, delineando agendas y condiciones para afrontar los desafíos futuros.
- Fortalecer la participación ciudadana en la adopción de reglamentaciones de la actividad, alentando mecanismos permanentes de transparencia y control social.
- Promover la difusión de los aspectos de interés en la actividad, impulsando los procesos de comunicación.

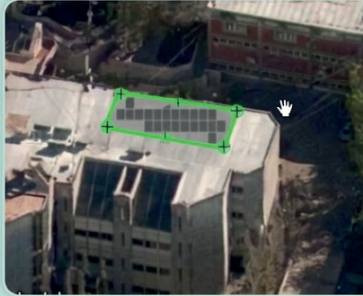
TRABAJO EN CONJUNTO PARA EL DESARROLLO ENERGÉTICO

App Generación Solar Distribuida

El E.P.R.E., en colaboración con programas académicos del Instituto de Energía Eléctrica (IEE) UNSJ-CONICET, desarrollaron la app Generación Solar Distribuida, presentada por el Sr. Gobernador de la Provincia de San Juan Marcelo Orrego el 17/09/24.

Asimismo, el E.P.R.E. ha participado activamente en acciones de fomento tales como la participación en la Expo Solar San Juan, llevada a cabo en septiembre del 2024, de la Fiesta Nacional del Sol, llevada a cabo en noviembre del 2024 y en el sitio institucional del E.P.R.E.

The screenshot displays the website's interface for entering a location. At the top, a green banner reads "Ahorro y Sostenibilidad con solo unos clics" with the URL "solar.epresanjuan.gov.ar" and a mouse cursor icon. Below this, a teal banner asks "¿Cómo usar la app?" with a lightning bolt icon. The main content area is titled "1 INGRESAR UBICACIÓN" and contains the instruction: "Acceda desde su PC a solar.epresanjuan.gov.ar. Ingrese o seleccione la ubicación de su domicilio." To the right, a "UBICACIÓN" search box shows "Mendoza Norte 11" entered, with a "Buscar" button and a list of suggestions including "Mendoza Norte 11 San Juan, San Juan Province, Argentina", "Mendoza Norte 11 Tucumán Province, Argentina", "Mendoza Norte 1159 San Juan, San Juan Province, Argo...", and "Templo Norte Saba Hernández 1168. Mayor Drummond...". Below the search box, there is a "MARCA PUNTO POK PUNTO" logo and buttons for "Marcar" and "Borrar dibujo".



2 MARCAR LOS PUNTOS

Dibuje con al menos tres puntos la zona donde se pretende realizar la instalación. Puede ajustar posteriormente cada punto de manera individual, para un cálculo más preciso.

TARIFA CONTRATADA

- Selecciones su tipo de tarifa
- Pequeña Demanda Residencial (T1-R1, T1-R2 o T1-R3)
 - Pequeña Demanda General (T1-G1, T1-G2 o T1-G3)
 - Mediana Demanda sin Medición de Potencia (T2-M1)
 - Mediana Demanda con Medición de Potencia (T2-M2)
 - Grande Demanda en Baja Tensión (T3-BT)
 - Grande Demanda en Media Tensión (T3-MT13.2)

3 SELECCIONAR TARIFA

Obtendrá de manera automática los valores promedios estipulados para la categoría tarifaria seleccionada. Para mayor precisión puede ingresar los valores reales de forma manual.

4 OBTENER RESULTADOS

Podrá ajustar la cantidad y potencia de los paneles. Al final del proceso podrá descargar los resultados en formato PDF o recibir el mismo en su correo, y así obtener datos estimados del ahorro en la factura de electricidad, emisiones de CO₂ evitadas, entre otros datos relevantes.

¿Qué esperas para conocer los ahorros en tu factura gracias a la energía solar?

AUDITORÍA DEL FONDO PIEDE

- Cuentas del Fondo PIEDE aprobadas por el Tribunal de Cuentas de la Provincia
- Acuerdo San Juan: Leyes Provinciales N° 863-A y N° 789-A
 - Reducción que se aplica en las facturas de electricidad
 - Usuarios que se encuentran exceptuados del pago de los aportes al Fondo PIEDE y Fondo LINEA 500 kV
- Objeto del Fondo PIEDE
- Obras financiadas por el Fondo PIEDE
- Montos Facturados, Percibidos y Depositados desde el 01/01/25 al 31/12/25
- Estado de situación de los depósitos de Energía San Juan S.A. y D.E.C.S.A.
- Certificados de Requerimiento - Pagos de Obras a partir del Fondo PIEDE
- Comités de Obras
- Resumen general de montos anuales pagados por Certificados de Requerimientos desde el 2006 al 2024
- Montos pagados por Certificados de Requerimientos desde el 01/01/2025 al 31/12/25
- Saldos iniciales al 31/12/24
- Ingresos a la Cuenta PIEDE en 2025
- Egresos de la Cuenta PIEDE en 2025
- Saldos Finales al 31/12/25



AUDITORIA DEL “FONDO PIEDE” - Fondo del Plan de Infraestructura Eléctrica Provincial para el Desarrollo Socioeconómico y Productivo

ESTAN APROBADAS POR EL TRIBUNAL DE CUENTAS DE LA PROVINCIA DE SAN JUAN TODAS LAS CUENTAS DEL “FONDO PIEDE”, DESDE SU CREACIÓN EN EL AÑO 2005.

LA CUENTA CORRESPONDIENTE AL EJERCICIO 2025 HA SIDO PRESENTADA EN TIEMPO Y FORMA PARA SU ANÁLISIS Y APROBACIÓN POR PARTE DEL TRIBUNAL DE CUENTAS.

Leyes Provinciales N° 863-A y N° 789-A

En el contexto del Programa Provincial de Revisión de las Normas Tributarias de la Provincia, se dispuso establecer una reducción parcial y progresiva de los aportes al “Fondo PIEDE” y al “Fondo Línea de 500 kV”.

Reducción que se aplica en las facturas de electricidad:

La reducción se realiza de la siguiente manera:

- a) Un 25% de manera inmediata, respecto de los valores vigentes al 30/09/2020.
- b) Una reducción adicional del 10%, a partir del 01/10/2021 y hasta el 30/09/2022.

c) Una reducción adicional del 25%, a partir del 01/10/2022.

d) A partir del 01/01/2028, no se incluirán aportes al Fondo PIEDE ni al Fondo Línea 500kV.

Usuarios que se encuentran exceptuados del pago de los aportes al Fondo PIEDE y Fondo Línea 500 kV:

No se incluyen aportes al Fondo PIEDE y Fondo Línea 500 kV a:

- Usuarios Residenciales beneficiarios de la Tarifa Social Provincial, que tengan consumos bimestrales facturados menores o iguales a un mil kilovatios hora (1.000 kWh).

• Usuarios Pequeñas Demandas encuadrados en las Tarifas “T1-R1” o “T1-G1”, o “T1-R2” (con consumo menor o igual a 350kWh/Bimestre), que cumplan además los siguientes requisitos:

- Dentro de los últimos seis bimestres facturados, incluido el que se factura, no haber registrado consumo cero (0) durante más de dos bimestres consecutivos.
- No ser Usuario Titular de dos o más puntos de suministro.
- Debe coincidir el domicilio de suministro con el domicilio postal.

Objeto del Fondo PIEDE:

El Fondo del Plan de Infraestructura Eléctrica Provincial Para el Desarrollo Socioeconómico y Productivo, “Fondo PIEDE”, se creó Mediante la Ley Provincial N° 863-A.

El Fondo PIEDE tiene por objeto la concreción de un Flujo de Fondos para la financiación de obras eléctricas para el incremento de la seguridad y calidad del abastecimiento de energía eléctrica, mediante la integración de las localidades aisladas al Sistema Interconectado Provincial y el fortalecimiento de puntos vulnerables de la red de servicio público de distribución de electricidad en zonas de especial relevancia productiva y social.

Por la Ley Provincial N° 863-A el E.P.R.E. debe arbitrar las medidas a fin de asegurar la inexistencia de impacto en la Tarifa de los Usuarios que pudiera devenir de los aportes al Fondo creado, con respecto a los valores vigentes previos a la sanción de la Ley, con excepción de los derivados de variaciones en el costo de desarrollo que se dispusieran a través de Audiencias Públicas y de la evolución de precios y cargos derivados del Mercado Eléctrico Mayorista.

Además, a partir de Mayo de 2018, se emitieron en la Provincia de San Juan las Leyes N° 1749-Q; N° 1750-I y N° 1751-I que significaron un importante esfuerzo económico, en particular para los Fondos de Infraestructura Eléctrica

PIEDE y Línea 500 kV San Juan – Mendoza.

En tal sentido, entre las políticas adoptadas por el Gobierno de la Provincia de San Juan, con la participación activa del E.P.R.E. para reducir el impacto de las subas nacionales de energía y transporte de la energía en la factura de los Usuarios, aquellos Usuarios de Tarifa Social con consumos menores a 1.000 kilovatios bimestrales no pagan el Fondo del Plan de Infraestructura Eléctrica Provincial PIEDE.

Obras financiadas por el Fondo PIEDE

Oportunamente se definieron como prioritarias para financiar las obras de:

- Interconexión Eléctrica de los Sistemas Aislados de los Departamentos de Calingasta y Valle Fértil.

Obras del Grupo A y B (en ejecución o ejecutadas), entre ellas se destacan:

- ET Nueva San Juan 500/132 kV y Ampliación 500 kV ET Gran Mendoza.
- Ampliación ET San Juan 132 kV y las Obras de 132 kV Integrantes del Sistema de Interconexión Provincial (SIP) (ET Provincial La Bebida 132 kV y Ampliación 132 kV ET Provincial Punta de Rieles).
- “Construcción Línea Provincial de Subtrans-

misión de 132 kV Para vincular las Estaciones Transformadoras Provinciales Punta de Rieles y La Bebida”.

- Construcción y Provisión de la “ET Provincial Rawson-Pocito 132/33/13,2 kV”.
- Construcción y Provisión de la “Ampliación 132 kV Centro Distribución ET Provincial La Bebida” asociadas a las Obras de 132 kV Complementarias a la Interconexión Eléctrica de 500 kV Provincia de San Juan.

- Construcción y Provisión de la “ET Provincial Albardón-Chimbas 132/33/13,2 kV”.

- Línea Doble Terna 132 kV Centro Distribución de Alta Tensión ET La Bebida-ET Albardón/Chimbas y Línea Doble Terna 132 kV Centro Distribución de Alta Tensión La Bebida-ET Rawson/Pocito.

- Provisión de Cable Subterráneo y Construcción de la Línea de 132 kV Subterránea entre el Centro de Distribución de Alta Tensión 132 kV ET Provincial La Bebida con el empalme a cable de 132 kV Trinidad.

- Obra en los Niveles de Media y Baja Tensión de la Red Eléctrica del Departamento Caucete.

- Línea Subterránea Doble Terna 132 kV entre ET CAVIC y Empalme con Línea Existente desde Avenida Benavidez hasta Callejón Blanco

y Obras Complementarias afectadas por el proyecto vial "Transformación en Autovía Ruta Nacional N° 40 Tramo: RN N° A014 Norte (Km. 3465,64-Campo Afuera (KM. 3478,74)-Sección I".

- Interconexión Eléctrica 500 kV Estación Transformadora Nueva San Juan - Futura Estación Transformadora Rodeo/Iglesia 500 kV, a operarse inicialmente en 132 kV.

Las Obras que integran la Interconexión son:

- Línea Extra Alta Tensión 500 kV ET Nueva San Juan – ET Rodeo/Iglesia
- ET Rodeo/Iglesia 500/220/132 kV. Playa de 132 kV y Edificios.
- Ampliación 132 kV ET Nueva San Juan.
- Estación Transformadora Provincial Bauchaceta 132 kV
- Línea 33 kV- pozos de extracción de agua de OSSE en Pampa del Chañar-San José de Jáchal
- Interconexión Eléctrica en 132 kV Zona Sur de la Provincia de San Juan
 - ET San Juan Sur 132/33/13.2 kV
- Abastecimiento Zona Sur de Barreal – Departamento Calingasta"

- LMT 33 kV ET Barreal-nueva ET El Leoncito.

- ET El Leoncito 33 kV 2 MVA y Ampliación ET Barreal.

- Abastecimiento Eléctrico Trifásico en 13.2 kV Sierras de Chavéz -Departamento Valle Fértil.
- Extensión de Abastecimiento Eléctrico Trifásico en 13.2 kV Sierras de Chávez hasta Sierras Elizondo – Departamento Valle Fértil.
- Abastecimiento en 33 kV Zona Sur del Departamento Sarmiento, Provincia de San Juan.
- Traslado Alimentador 33 kV "San Juan - Villa Krause" tramo R.P. N° 155 entre calle Hipólito Yrigoyen y calle Frías, Dptos. Rawson – Pocito.
- Ampliación de Capacidad de Transformación ET Cañada Honda 132/33/13,2 kV.
- Obra provisoria de resguardo de seguridad pública en LMT 33 KV TRAMO "CONTROL FORESTAL – LAS TUSCAS".
- "Ampliación ET Nueva San Juan: Instalación del Segundo (2º) Banco de Transformación 450 MVA - 500/132/33 kV y Obras Complementarias".

En este capítulo se presenta información de la auditoría que se realiza sobre la facturación emitida por Energía San Juan S.A. y D.E.C.S.A., verificando además la efectiva transferencia de los montos recaudados a la Cuenta Fiduciaria – Fideicomiso de Administración y Financiero “Fondo PIEDE”.

MONTOS FACTURADOS, PERCIBIDOS Y DEPOSITADOS DESDE EL 01/01/25 AL 31/12/25			
Concepto	D.E.C.S.A.	NATURGY SAN JUAN S.A.	TOTALES
Facturado	178.899.679,66	6.330.967.977,40	6.448.867.657,06
Percibido	114.555.471,03	6.353.050.539,58	6.467.606.010,61
Depositado	106.038.291,27	6.412.761.427,75	6.518.799.719,02

Estado de Situación de los Depósitos de D.E.C.S.A.

Se encuentra en proceso de Auditoría a los efectos de regularizar los montos pendientes de depósito por parte de D.E.C.S.A., para distintos periodos, a partir de las diferencias que surgen de los montos que posee a favor la Distribuidora por el concepto Diferencias Tarifarias. Los montos depositados incluyen los montos correspondientes a la cancelación de saldo adeudo por la distribuidora, según lo establecido por Resolución E.P.R.E. N° 812/23.

Certificados de Requerimiento - Pago de Obras a partir del Fondo PIEDE

La Ley Provincial N° 863-A establece que todos los gastos asociados a las obras, contratación, inspección, administración, etc., son imputados al Fideicomiso de Administración y Financiero “Fondo PIEDE”.

Los Certificados de Requerimiento son un acto administrativo del E.P.R.E. por medio del cual se le solicita al Fideicomiso de Administración y Financiero Fondo PIEDE”, (BICE Fideicomisos S.A.), que transfiera los montos de las facturas de profesionales y/o empresas contratadas por los

“Comité de la Obra”, las cuales se corresponden con Avances de Obras.

Los Comité de las Obras en sus correspondientes Actas de Reunión, aprueban las facturas presentadas, finalmente el E.P.R.E. emite una Resolución aprobando los Certificados de Requerimiento para su pago.

Comités de Obras

Los distintos Comités estuvieron conformados por al menos tres miembros en todos los casos, entre los miembros se pueden citar:

A. COMITÉ DE EJECUCIÓN DE LA INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA 500 KV ET NUEVA SAN JUAN – FUTURA ET RODEO/IGLESIA,

Por el Comité de Administración del Fondo Fiduciario para el Transporte Eléctrico Federal (CAF):

- Presidente Ejecutivo
- Representante Técnico

En representación del Ente Provincial Regulador de la Electricidad (E.P.R.E.) de SAN JUAN:

- Presidente del Directorio del E.P.R.E.
 - Vicepresidente del Directorio del E.P.R.E.
- Para las restantes obras de 132 kV los Comité estuvieron conformados, entre otros, por los siguientes integrantes:
- Ministro de Minería
 - Ministro de Producción, Trabajo e Innovación
 - Presidente del E.P.R.E.
 - Director de Recursos Energéticos
 - Director General de Vialidad
 - Representantes de la Empresa Barrick Gold Corporation
 - Representantes de Minera Argentina Gold S.A.

B. “COMITÉ DE SEGUIMIENTO Y CONTROL DE LAS OBRAS”

El Comité para la Obra “INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA ZONA SUR DE LA PROVINCIA DE SAN JUAN” está conformado por:

- Presidente del Directorio del E.P.R.E.
- Dirección de Recursos Energéticos de la Provincia.
- Ministro de Minería
- Ministro de Producción, Trabajo e Innovación.

El Comité para la Obra “INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA ESTE DE LA PROVINCIA DE SAN JUAN” está conformado por:

- Presidente del Directorio del E.P.R.E.
- Dirección de Recursos Energéticos de la Provincia.
- Ministro de Producción, Trabajo e Innovación.

El Comité para la Obra “ABASTECIMIENTO ZONA SUR DE BARREAL – DEPARTAMENTO CALINGASTA” está conformado por:

- Presidente del Directorio del E.P.R.E.
- Dirección de Recursos Energéticos de la Provincia.

· La secretaria de Ciencia, Tecnología e Innovación.

El Comité para la Obra “ABASTECIMIENTO 33 kV ZONA SUR del DEPARTAMENTO SARMIENTO PROVINCIA DE SAN JUAN”, está conformado por:

- Presidente del Directorio del E.P.R.E.
- Un representante de la Dirección de Recursos Energéticos
- Un representante del Ministerio de Minería
- Un representante del Ministerio de Producción y Desarrollo Económico

El Comité para la Obra “AMPLIACIÓN DE LA CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN ET CAÑADA HONDA 132/33/13,2 kV PROVINCIA DE SAN JUAN”, está conformado por:

- Presidente del Directorio del E.P.R.E.
 - Un representante de la Dirección de Recursos Energéticos
 - Un representante del Ministerio de Minería
 - Un representante del Ministerio de Producción y Desarrollo Económico
- El “Comité de Seguimiento y Control” para la obra “Ampliación ET Nueva San Juan: Instalación del Segundo (2º) Banco de Transformación 450 MVA - 500/132/33 kV y Obras Complementarias”, está conformado por:

- El Presidente del Directorio del E.P.R.E.
- Un representante de la Dirección de Recursos Energéticos de la Provincia de San Juan.
- Un representante del Ministerio de Gobierno de la Provincia de San Juan

El "Comité de Seguimiento y Control" para la obra "Plan de Obras para la Mejora de la Calidad del Servicio en el Departamento Calingasta de la Provincia de San Juan -Villa de Calingasta, Barreal, Sorocayense, Tamberías y localidades cercanas", está conformado por:

- El Presidente del Directorio del E.P.R.E.
- Un representante de la Dirección de Recursos Energéticos de la Provincia de San Juan, según previsiones del Artículo 10° literal a) de la Ley Provincial N° 863-A.
- Un representante de la Secretaría General de la Gobernación.
- Un representante del Departamento Calingasta.

Certificados de Requerimiento emitidos desde el año 2006

Corresponden a las siguientes obras:

- Estación Transformadora "Cañada Honda".
- Interconexión Eléctrica del Departamento de

- Calingasta.
- Interconexión Eléctrica del Departamento de Valle Fértil.
- Obras del Grupo "A" y "B" (detalladas en Obras para el Abastecimiento Eléctrico de la Provincia de San Juan).

- Obras en los niveles de Media y Baja Tensión de la Red Eléctrica del Departamento Caucete.
- Obras de traslado de instalaciones de Alta, Media y Complementarias de Baja Tensión – Ruta Nacional 40.

- Obras INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA 500 KV ET NUEVA SAN JUAN-ET RODEO/IGLESIA.

- Línea de 20 km. en 33 kV localidad "Pampa del Chañar", Departamento Jachal.

- Obras de Media Tensión en el nivel de 33 kV para el abastecimiento del Puesto de Medición del "Complejo Nuevo Servicio Penitenciario de la Provincia de San Juan".

- Obra "Abastecimiento en 13.2 kV Zona Sierras de Chavez-Departamento Valle Fértil, Provincia de San Juan".

- INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA EN 132 kV ZONA SUR DE LA PROVINCIA DE SAN JUAN.

- INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA EN 132 kV ZONA ESTE DE LA PROVINCIA DE SAN JUAN.

- Estación Transformadora Provincial Bauchaceta 132 kV.

- Línea Doble Terna 132 kV Centro Distribución de Alta Tensión La Bebida-ET Rawson/Pocito.

- Línea de Media Tensión en 33 kV entre la existente ET Barreal 33 kV y la nueva ET Leoncito 33/13.2 kV.

- Abastecimiento 33 kV Zona Sur del Departamento Sarmiento Provincia de San Juan.

- Traslado Alimentador 33 kV "San Juan - Villa Krause" tramo R.P. N° 155 entre calle Hipólito Yrigoyen y calle Frías, Dptos. Rawson – Pocito.

- Ampliación de Capacidad de Transformación ET Cañada Honda 132/33/13,2 kV.

- Ampliación ET Nueva San Juan: Instalación del Segundo (2º) Banco de Transformación 450 MVA - 500/132/33 kV y Obras Complementarias.

Resumen general de montos anuales pagados por Certificados de Requerimientos desde el 2006 al 2024

En el cuadro que se presenta a continuación se exponen los certificados pagados por obra desde el 2006 al 2024.

RESUMEN GENERAL DE MONTOS ANUALES PAGADOS POR CERTIFICADOS DE REQUERIMIENTOS DESDE EL 2006 AL 2024

Año	OBRAS	Monto de los Certificados	Año	OBRAS	Monto de los Certificados
2006		\$ 2.389.664,27	2019	LEAT NUEVA SAN JUAN - RODEO	\$ 168.549.614,10
2007	E.T. Cañada Honda; Interconexión Calingasta; Interconexión Valle Fértil; Obras Grupo A y B	\$ 9.205.638,72	2020	PAMPA DEL CHAÑAR	\$ 4.562.536,70
2008		\$ 1.979.457,68	2020	Obras Grupo A y B	\$ 42.250.979,38
2009		\$ 679.414,42	2020	Ruta 40	\$ 18.933.921,87
2010		\$ 74.088.622,76	2020	BAUCHACETA	\$ 68.091.113,46
2011		\$ 226.898.518,44	2020	LEAT NUEVA SAN JUAN - RODEO	\$ 453.335.899,59
2012		\$ 120.501.961,29	2021	PAMPA DEL CHAÑAR	\$ 142.499.227,26
2013		Interconexión Calingasta	\$ 1.158.644,10	2021	OBRAS GRUPO A y B
2013	Interconexión Valle Fértil	\$ 3.913.097,52	2021	RUTA 40	\$ 33.838.698,54
2013	Obras Grupo A y B	\$ 1.008.627,59	2021	BAUCHACETA	\$ 40.300.335,86
2014	Interconexión Calingasta	\$ 650.106,12	2021	LEAT NUEVA SAN JUAN - RODEO	\$ 23.141.529,77
2014	Interconexión Valle Fértil	\$ 50.053,75	2021	NUEVO SERVICIO PENITENCIARIO	\$ 84.117.803,90
2014	Obras Grupo A y B	\$ 157.178.066,50	2021	SIERRAS DE CHAVEZ	\$ 2.734.776,75
2015	Interconexión Calingasta	\$ 767.351,40	2021	INTER. ELEC. 132 kV ZONA SUR PROV. S.J.	\$ 99.147.807,34
2015	Obras Grupo A y B	\$ 337.861.451,77	2021	INTER. ELEC. 132 kV ZONA ESTE PROV. S.J.	\$ 423.000,00
2016	Interconexión Calingasta	\$ 658.252,15	2021	LINEA ET La Bebida - Rawson/Pocito	\$ 16.384.075,59
2016	Obras Grupo A y B	\$ 365.839.011,01	2021	ABAST. 33 kV ZONA SUR BARREAL, DEPTO. CALINGASTA	\$ 1.150.050,00
2016	Ruta 40	\$ 6.586.095,52	2022	PAMPA DEL CHAÑAR	\$ 47.635.756,28
2017	Interconexión Calingasta	\$ 7.819.955,03	2022	OBRAS GRUPO A y B	\$ 92.081.550,49
2017	Obras Grupo A y B	\$ 205.516.730,24	2022	BAUCHACETA	\$ 4.026.705,33
2017	Ruta 40	\$ 44.834.431,69	2022	LEAT NUEVA SAN JUAN - RODEO	\$ 14.404.542,28
2018	Interconexión Calingasta	\$ 5.389.610,12	2022	NUEVO SERVICIO PENITENCIARIO	\$ 6.463.430,59
2018	Obras Grupo A y B	\$ 24.280.243,67	2022	SIERRAS DE CHAVEZ	\$ 225.527.550,45
2018	Ruta 40	\$ 168.211.869,28	2022	INTER. ELEC. 132 kV ZONA SUR PROV. S.J.	\$ 260.600.609,00
2018	BAUCHACETA	\$ 35.574.260,07	2022	INTER. ELEC. 132 kV ZONA ESTE PROV. S.J.	\$ 3.191.712,68
2018	LEAT NUEVA SAN JUAN - RODEO	\$ 3.698.970,95	2022	LINEA ET BB-R/P	\$ 74.227.624,49
2019	Interconexión Calingasta	\$ 13.444.760,41	2022	ABAST. 33 KV ZONA SUR BARREAL, DEPTO. CALINGASTA	\$ 2.143.703,19
2019	PAMPA DEL CHAÑAR	\$ 21.595.113,74	2023	PAMPA DEL CHAÑAR	\$ 249.867,33
2019	Obras Grupo A y B	\$ 70.007.831,91	2023	OBRAS GRUPO A y B	\$ 221.659.000,78
2019	Ruta 40	\$ 43.217.042,98			
2019	BAUCHACETA	\$ 197.102.610,42			

RESUMEN GENERAL DE MONTOS ANUALES PAGADOS POR CERTIFICADOS DE REQUERIMIENTOS DESDE EL 2006 AL 2024

Año	OBRAS	Monto de los Certificados
2023	BAUCHACETA	\$ 38.889,10
2023	LEAT NUEVA SAN JUAN - RODEO	\$ 58.529.461,47
2023	SIERRAS DE CHAVEZ	\$ 464.915.599,95
2023	INTER. ELEC. 132 kV ZONA SUR PROV. S.J.	\$ 337.638.706,03
2023	INTER. ELEC. 132 kV ZONA ESTE PROV. S.J.	\$ 2.363.784,52
2023	LINEA ET BB-R/P	\$ 57.345.772,89
2023	ABAST. 33 kV ZONA SUR BARREAL, DEPTO. CALINGASTA	\$ 736.799.981,74
2023	ABAST. 33 kV ZONA SUR DEPTO. SARMIENTO	\$ 732.375.761,49
2023	TRASLADO ALIMENTADOR 33 kV TRAMO R.P.N° 155	\$ 389.256.202,18
2023	AMPLIACION ET CAÑADA HONDA	\$ 75.512,38
2024	PAMPA DEL CHAÑAR	\$ 9.425.942,36
2024	OBRAS GRUPO A y B	\$ 561.029.114,33
2024	LEAT NUEVA SAN JUAN - RODEO	\$ 38.624.921,54
2024	SIERRAS DE CHAVEZ	\$ 59.068.102,19
2024	INTER. ELEC. 132 kV ZONA SUR PROV. S.J.	\$ 1.729.244.483,19
2024	LAS TUSCAS	\$ 112.525.597,96
2024	LINEA ET BB-R/P	\$ 7.984.061,68
2024	ABAST. 33 kV ZONA SUR BARREAL, DEPTO. CALINGASTA	\$ 1.494.066.372,11
2024	ABAST. 33 kV ZONA SUR DEPTO. SARMIENTO	\$ 5.449.810.058,97
2024	TRASLADO ALIMENTADOR 33 kV TRAMO R.P.N° 155	\$ 33.716.698,69
2024	AMPLIACION ET CAÑADA HONDA	\$ 809.233.748,01
2024	LINEA SUBT.ET LA BEBIDA-ET TRINIDAD	\$ 8.705.900,00
2024	INTER. ELEC. 132 kV ZONA ESTE PROV. S.J.	\$ 245.893,38
2024	ET NUEVA SAN JUAN	\$ 907.500,00
Total 2006-2024		\$ 17.444.133.233,47

Montos pagados por Certificados de Requerimientos desde 01/01/2025 al 31/12/25

Año	OBRAS	Monto de los Certificados
2025	OBRAS GRUPO A y B	\$ 915.601.666,46
2025	LEAT NUEVA SAN JUAN - RODEO	\$ 34.169.913,00
2025	INTER. ELEC. 132 kV ZONA SUR PROV. S.J.	\$ 1.782.432.541,46
2025	LAS TUSCAS	\$ 20.333.077,04
2025	LINEA ET BB-R/P	\$ 28.279.798,14
2025	ABAST. 33 kV ZONA SUR BARREAL, DEPTO. CALINGASTA	\$ 1.409.500.419,70
2025	ABAST. 33 kV ZONA SUR DEPTO. SARMIENTO	\$ 889.760.030,68
2025	TRASLADO ALIMENTADOR 33 kV TRAMO R.P.N° 155	\$ 59.337.989,84
2025	AMPLIACION ET CAÑADA HONDA	\$ 2.399.054.559,91
2025	Línea de Alta Tensión 132 kV Rodeo/Calingasta	\$ 288.512.975,11
2025	LEAT 500 kV ET Calingasta- ET Rodeo	\$ 38.058.857,04
2025	LEAT Nueva San Juan – Gran Mendoza	\$ 64.142.027,40
2025	AMPLIACION ET NUEVA SAN JUAN	\$ 8.424.370.676,92
Total desde el 01/01/25 al 31/12/25		\$ 16.353.554.532,69

Balance financiero al 31/12/25

Saldo Iniciales (Disponibilidades + Inversiones) al 01/01/2025	MONTO
Banco Nacion Cta. Cte. \$ 659022403/3	\$ 5.554.008,30
Banco Nacion Cta. Cte. USD 659078313/0	\$ 197.959,02
Banco San Juan Cta. Cte. \$ 500884777/4	\$ 0,45
Banco San Juan Cta. Cte. USD 020322094/2	\$ 0,00
Banco San Juan - Plazo Fijo \$	\$ 4.041.738.605,00
Bancos Nacion - Plazo Fijo USD	\$ 134.810.597,00
FCI - Renta Pesos	\$ 3.523.518.546,00
TOTAL SALDO INICIAL	\$ 7.705.819.715,77

Ingresos a la Cuenta PIEDE desde el 01/01/25 al 31/12/25

Concepto	MONTO
Ingresos en el Ejercicio	\$ 10.576.590.871,84
Total de Ingresos	\$ 10.576.590.871,84

Egresos de la Cuenta Corriente PIEDE desde el 01/01/25 al 31/12/25

Concepto	MONTO
Egresos del Ejercicio	\$ 16.914.558.855,50
Total de Egresos	\$ 16.914.558.855,50

El importe total de egresos expuestos en el balance financiero correspondiente al Fondo PIEDE al 31-12-2025 comprende importe de Certificados de Requerimientos del ejercicio (01-01-2025 al 31-12-2025), antes detallado; mas el importe de gastos de Bienes de Consumo y Servicios No Personales del mismo ejercicio, mas cancelación de pasivos del ejercicio anterior, totalizando la suma de \$16.914.558.855,50.

Saldo Finales (Disponibilidades + Inversiones)	MONTO
Banco Nacion Cta. Cte. \$ 659022403/3	\$ 20.202.738,79
Banco Nacion Cta. Cte. USD 659078313/0	\$ 126.409,32
Banco San Juan Cta. Cte. \$ 500884777/4	\$ 0,00
Banco San Juan Cta. Cte. USD 020322094/2	\$ 0,00
Banco San Juan - Plazo Fijo \$	\$ 125.124.042,00
Bancos Nacion - Plazo Fijo USD	\$ 192.974.325,00
FCI - Renta Pesos	\$ 1.029.424.217,00
TOTAL SALDO FINAL	\$ 1.367.851.732,11

Notas:

Ingresos a la cuenta PIEDE:

- El mismo se compone de:
 - Los aportes de los usuarios, realizados por las Distribuidoras en calidad de agentes de retención y percepción del Fondo PIEDE.
 - Aporte FCT – PIEDE, realizado por el Gobierno de San Juan con fondos provenientes del Fondo Subsidiario para Compensación Regionales de Tarifas a Usuarios Finales (FCT) al Fondo PIEDE, en el marco del Decreto M.I.yT. N° 522/08.
 - Renta por Inversiones en FCI, corresponde a la Renta obtenida por las inversiones realizadas en “Fondo Común de Inversiones Pellegrini” (FCI).
 - Renta por Inversiones en Plazos Fijos.

Egresos de la Cuenta PIEDE:

- El mismo se compone de:
 - Pago de la Obra correspondiente al periodo 2025.
 - Los débitos por Impuestos del Fideicomiso, Comisiones, Gravamen Ley Crédito y Débitos, por los alcances de la Ley N° 25.413 (Impuesto a los Débitos y Créditos).
 - Sistema de Control de Retenciones (SI.CO.RE.), AFIP.
 - Honorarios del Banco: mantenimiento de la cuenta, comisión por transferencias a los pagos, honorarios por auditores.

INVERSIONES: montos invertidos a los fines de mantener el valor del dinero para la cancelación de obras:

- FCI Pellegrini, corresponde a las inversiones realizadas en “Fondo Común de Inversiones Pellegrini” (FCI).
- Plazos Fijos.

AUDITORÍA DEL FONDO ESPECIAL LÍNEA DE INTERCONEXIÓN EN 500 kV MENDOZA - SAN JUAN

- Cuentas del Fondo LINEA 500 kV aprobadas por el Tribunal de Cuentas de la Provincia
- Acuerdo San Juan: Leyes Provinciales N° 2136- A y N° 2137- A
- Reducción que se aplica en las facturas de electricidad
- Usuarios que se encuentran exceptuados del pago de los aportes al Fondo PIEDE y Fondo Línea 500 kV
- Objeto del Fondo LINEA 500kV
- Montos Facturados, Percibidos y Depositados desde el 01/01/25 al 31/12/25
- Certificados de Requerimiento – Pago de Obras a partir del Fondo Línea
- Comité de las Obras
- Saldos iniciales al 31/12/24
- Ingresos y Egresos de la Cuenta LINEA 500 kV durante 2025
- Totales generales año 2025



AUDITORÍA DEL FONDO ESPECIAL PARA LA LÍNEA DE INTERCONEXIÓN EN 500 KV ENTRE MENDOZA Y SAN JUAN

ESTAN APROBADAS POR EL TRIBUNAL DE CUENTAS DE LA PROVINCIA DE SAN JUAN TODAS LAS CUENTAS DEL “FONDO LÍNEA 500 KV”, DESDE SU CREACIÓN EN EL AÑO 2004.

LA CUENTA CORRESPONDIENTE AL EJERCICIO 2025 HA SIDO PRESENTADA EN TIEMPO Y FORMA PARA SU ANÁLISIS Y APROBACIÓN POR PARTE DEL TRIBUNAL DE CUENTAS.

ACUERDO SAN JUAN

Leyes Provinciales N° 863-A y N° 789-A

En el contexto del Programa Provincial de Revisión de las Normas Tributarias de la Provincia, se dispuso establecer una reducción parcial y progresiva de los aportes al “Fondo PIEDE” y al “Fondo Línea de 500 kV”.

Reducción que se aplica en las facturas de electricidad:

La reducción se realiza de la siguiente manera:

- a) Un 25% de manera inmediata, respecto de los valores vigentes al 30/09/2020.
- b) Una reducción adicional del 10%, a partir del

01/10/2021 y hasta el 30/09/2022.

- c) Una reducción adicional del 25%, a partir del 01/10/2022.
- d) A partir del 01/01/2028, no se incluyen aportes al Fondo PIEDE ni al Fondo Línea 500kV.

Usuarios que se encuentran exceptuados del pago de los aportes al Fondo PIEDE y Fondo Línea 500 kV:

- No se incluyen aportes al Fondo PIEDE y Fondo Línea 500 kV a:
 - Usuarios Residenciales beneficiarios de la

Tarifa Social Provincial, que tengan consumos bimestrales facturados menores o iguales a un mil kilovatios hora (1.000 kWh).

- Usuarios Pequeñas Demandas encuadrados en las Tarifas “T1-R1” o “T1-G1”, o “T1-R2” (con consumo menor o igual a 350 kWh/Bimestre), que cumplan además los siguientes requisitos:
 - Dentro de los últimos seis bimestres facturados, incluido el que se factura, no haber registrado consumo cero (0) durante más de dos bimestres consecutivos.
 - No ser Usuario Titular de dos o más puntos de suministro.
 - Deberá coincidir el domicilio de suministro con el domicilio postal.

Objeto del Fondo LINEA 500 kV:

Mediante Ley Provincial N° 789-A se creó en la Provincia de San Juan el *FONDO ESPECIAL PARA LA LÍNEA DE INTERCONEXIÓN EN 500 kV ENTRE MENDOZA Y SAN JUAN*.

El Fondo originalmente se destinó a cubrir el treinta por ciento (30%) del precio final de la obra LÍNEA DE INTERCONEXIÓN EN 500 kV ENTRE MENDOZA y SAN JUAN, línea de transmisión que se integra a los sistemas de transporte eléctrico de jurisdicción nacional, siendo el setenta por ciento (70%) del precio final de la obra aportado por el Fondo Fiduciario de Transporte Eléctrico Federal (FFTEF) de jurisdicción nacional.

Este Fondo también es aplicado al financiamiento de la ESTACIÓN TRANSFORMADORA NUEVA SAN JUAN 500/132 kV y la AMPLIACIÓN DE LA ESTACIÓN TRANSFORMADORA GRAN MENDOZA 500 kV, construidas con el objeto de viabilizar la operación de la Línea de Interconexión Mendoza – San Juan en 500 kV, y que se encuentran en operación desde el mes de Octubre de 2016.

A partir de 2017, en el marco del Fondo Línea 500 kV, se realizó el proceso licitatorio para las obras de la INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA 500 kV ET NUEVA SAN JUAN – ET RODEO IGLESIA (a operarse inicialmente en 132 kV). En 2018 se realizó la licitación e inicio de las obras civiles para la construcción de la LEAT San Juan – Rodeo. Estas obras son fundamentales para-

garantizar el abastecimiento eléctrico de San Juan en Extra Alta Tensión.

Este Fondo también es aplicado al financiamiento de la Interconexión Eléctrica en 132 kV Zona Sur de la Provincia de San Juan: Construcción y Provisión de la Línea de Alta Tensión Doble Terna en 132 kV ET SAN JUAN SUR – PUNTO DE CONEXIÓN con LAT 132 kV RAWSON/POCITO - LA BEBIDA”.

Como así también al financiamiento de la “Ampliación ET Nueva San Juan: Instalación del Segundo (2º) Banco de Transformación 450 MVA - 500/132/33 kV y Obras Complementarias”.

Naturgy San Juan S.A. y D.E.C.S.A. son los encargados de recaudar el aporte de los Usuarios del Mercado Eléctrico Provincial, de los Grandes Usuarios Particulares (GUPA) y Grandes Usuarios Menores (GUME).

A su vez, C.A.M.M.E.S.A., (Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista S.A.), es la responsable de recaudar el aporte de los Grandes Usuarios Mayores (GUMA).

Naturgy San Juan S.A., D.E.C.S.A. y C.A.M.M.E.S.A. están obligadas a la percepción y transferencia de los montos recaudados a la cuenta creada en Nación Fideicomiso S.A. (Hoy BICE FIDEICOMISOS S.A.), denominada Fideicomiso Financiero “FINANCIAMIENTO

PARCIAL DE LA LÍNEA DE INTERCONEXIÓN EN 500 kV ENTRE MENDOZA Y SAN JUAN”.

Los Usuarios beneficiarios del Fondo de Concesión Tarifaria, encuadrados en las tarifas T1R1, T1G1, y los usuarios de la tarifa T1 R2 con consumos menores o iguales a 350 kWh/bimestre, que cumplen con determinadas condiciones, están exceptuados del aporte establecido en la Ley Provincial N° 789-A.

Además, a partir de Mayo de 2018, entre las políticas adoptadas por el Gobierno de la Provincia de San Juan, con la participación activa del E.P.R.E. para reducir el impacto de las subas nacionales de energía y transporte de la energía en la factura de los Usuarios, aquellos Usuarios de Tarifa Social con consumos menores a 1.000 kilovatios bimestrales no pagan el Fondo Para la Línea de Interconexión en 500 kV.

La Ley Provincial N° 789-A establece que el E.P.R.E. debe auditar este Fondo.

Estado de Situación de los Depósitos de D.E.C.S.A.

Los fondos ingresados a la cuenta del Fideicomiso del presente periodo se encuentran en proceso de Auditoria a la fecha de cierre del presente informe.

Montos Facturados, Percibidos y Depositados desde el 01/01/25 al 31/12/25				
Concepto	Naturgy San Juan S.A.	D.E.C.S.A.	C.A.M.M.E.S.A.	TOTAL
Facturado	\$ 4.329.292.337,23	\$ 191.024.052,91	\$ 138.491.627,65	\$ 4.658.808.017,79
Percibido	\$ 4.344.220.941,50	\$ 180.190.662,28	\$ 138.491.627,65	\$ 4.662.903.231,43
Depositado	\$ 4.389.704.857,70	\$ 165.309.197,19	\$ 138.491.627,65	\$ 4.693.505.682,54

Notas:

Naturgy San Juan S.A. los montos Depositados incluyen los intereses por los depósitos de los montos Percibidos.

D.E.C.S.A. los montos depositados están en proceso de auditoría.

C.A.M.M.E.S.A. los montos Facturado/Percibido/Depositado corresponden a los meses en los cuales se Factura/Percibe/Deposita los montos correspondientes.

Certificados de Requerimiento - Pago de Obras a partir del Fondo LINEA

La Ley Provincial N° 789-A establece que todos los gastos asociados a las obras, contratación, inspección, administración, etc., son imputados al Fideicomiso Financiero “Fondo Especial para la Línea de Interconexión en 500 kV entre Mendoza y San Juan”.

Los Certificados de Requerimiento son un acto administrativo del E.P.R.E. por medio del cual se le solicita al Fideicomiso de Administración “Fondo Fondo Especial para la Línea de Interconexión en 500 kV entre Mendoza y San Juan”, (BICE Fideicomisos S.A.), que transfiera los montos de las facturas de profesionales y/o empresas contratadas por los Comité

de las Obras, las cuales se corresponden con Avances de Obras.

Los Comité de las Obras en sus correspondientes Actas de Reunión, aprueban las facturas presentadas, finalmente el E.P.R.E. emite una Resolución aprobando los Certificados de Requerimiento para su pago.

Comités de las Obras

Los distintos Comités estuvieron conformados por al menos tres miembros en todos los casos, entre los miembros se pueden citar:

- COMITÉ DE EJECUCIÓN DE LA INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA 500 KV ET NUEVA SAN JUAN – FUTURA ET RODEO/IGLESIA,

Por el Comité de Administración del Fondo Fiduciario para el Transporte Eléctrico Federal (CAF):

- > Presidente Ejecutivo.
- > Representante Técnico.

En representación del Ente Provincial Regulador de la Electricidad (E.P.R.E.) de SAN JUAN:

- > Presidente del Directorio.
- > Vicepresidente del Directorio.



- “COMITÉ DE SEGUIMIENTO Y CONTROL DE LAS OBRAS” “INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA ZONA SUR DE DE SAN JUAN” está conformado por:
 - Presidente del Directorio del E.P.R.E.
 - Jefe de Unidad Planificación y proyectos energéticos de la Dirección de Recursos Energéticos de la Provincia.
 - El Ministro de Minería.
 - Ministro de Producción y Desarrollo Económico.

- Comité para la Obra “AMPLIACIÓN DE LA CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN ET CAÑADA HONDA 132/33/13,2 kV”:
 - Presidente del Directorio del E.P.R.E.
 - Un representante de la Dirección de Recursos Energéticos
 - Un representante del Ministerio de Minería
 - Un representante del Ministerio de Producción y Desarrollo Económico

- “Comité de Seguimiento y Control” para la obra “Ampliación ET Nueva San Juan: Instalación del Segundo (2º) Banco de Transformación 450 MVA - 500/132/33 kV y Obras Complementarias”, está conformado por:
 - El Presidente del Directorio del E.P.R.E.
 - Un representante de la Dirección de Recursos Energéticos de la Provincia de San Juan.
 - Un representante del Ministerio de Gobierno de la Provincia de San Juan

Movimientos de Recursos en el FONDO LÍNEA 500 kV

BALANCE FINANCIERO AL 31/12/2025	
Saldo Iniciales (Disponibilidades + Inversiones) al 01/01/2025	MONTO
Bco. de la Nacion Argentina \$ Nro. 659021326/8	\$ 2.255.727,36
Bco. de la Nacion Argentina \$ Nro. 659021326/8 - Acreditación Pendiente	\$ 71.525,00
Bco. de la Nacion Argentina U\$S Nro. 659036386/4	\$ 213.538,08
Bco. San Juan \$ Nro. 500885249/5	\$ 0,00
Bco. San Juan USD Nro. 020322096/0	\$ 0,00
Plazos Fijos Banco San Juan Pesos	\$ 1.001.118.682,00
Plazos Fijos Banco San Juan Dolares	\$ 38.497.457.015,00
Plazos Fijos Banco Nacion Argentina Dolares	\$ 8.256.271.301,00
F.C.I. - Renta Pesos	\$ 1.913.398.599,00
TOTAL SALDO INICIAL	\$ 49.670.786.387,44

Ingresos a la Cuenta LINEA desde el 01/01/25 al 31/12/25	
Concepto	MONTO
Ingresos en el Ejercicio	\$ 28.170.179.914,54
Total de Ingresos	\$ 28.170.179.914,54

Egresos de la Cuenta Corriente LINEA desde el 01/01/25 al 31/12/25	
Concepto	MONTO
Egresos del Ejercicio	\$ 9.974.565.232,11
Total de Egresos	\$ 9.974.565.232,11

Totales Generales Fideicomiso Línea 500 kV Mendoza - San Juan al 31/12/25

Saldo Finales (Disponibilidades + Inversiones)	MONTO
Bco. de la Nacion Argentina \$ Nro. 659021326/8	\$ 23.703.296,87
Bco. de la Nacion Argentina U\$S Nro. 659036386/4	\$ 0,00
Bco. San Juan \$ Nro. 500885249/5	\$ 0,00
Bco. San Juan USD Nro. 020322096/0	\$ 0,00
Plazos Fijos Banco San Juan Pesos	\$ 0,00
Plazos Fijos Banco San Juan Dolares	\$ 56.459.736.042,00
Plazos Fijos Banco Nacion Argentina Dolares	\$ 0,00
F.C.I. - Renta Pesos	\$ 11.382.961.731,00
TOTAL SALDO FINAL	\$ 67.866.401.069,87

Ingresos a la cuenta LINEA

- Los aportes de los usuarios, realizados por las Distribuidoras en calidad de agentes de retención y percepción del Fondo LINEA.
- Intereses Capitalizados.
- Renta por Inversiones en FCI, corresponde a la Renta obtenida por las inversiones realizadas en "Fondo Común de Inversiones Pellegrini" (FCI).
- Renta por Inversiones en Plazos Fijos.

Egresos de la Cuenta LINEA:

- Pago Obra correspondiente al periodo 2025
- Los débitos por Impuestos del Fideicomiso, Comisiones, Gravamen Ley Crédito y Débitos, por los alcances de la Ley N° 25.413 (Impuesto a los Débitos y Créditos).
- Sistema de Control de Retenciones (SI.CO.RE.), AFIP.
- Honorarios del Banco: mantenimiento de la cuenta, comisión por transferencias a los pagos, honorarios por auditores.

INVERSIONES: montos invertidos a los fines de mantener el valor del dinero para la cancelación de obras:

- FCI Pellegrini, corresponde a las inversiones realizadas en "Fondo Común de Inversiones Pellegrini" (FCI).
- Plazos Fijos.

AUDITORIA SOBRE IMPUESTO A LOS INGRESOS BRUTOS

- *Acuerdo San Juan - Adecuación de Tributos Provinciales*
- *Impuesto a los Ingresos Brutos*
- *Valores vigentes al año 2025*
- *Exención al Impuesto a los Ingresos Brutos*
- *Auditorias del Impuesto a los Ingresos Brutos, objetivos*
 - *Montos Facturados a los Usuarios por Naturgy San Juan S.A., año 2016 - 2025*
 - *Montos Facturados a los Usuarios por D.E.C.S.A., año 2016 - 2025*



ACUERDO SAN JUAN - Adecuación de Tributos Provinciales

Como resultado del Acuerdo San Juan, mediante la Ley Provincial N° 2134-I se dispuso:

• Reducción de la alícuota del Impuesto a los Ingresos Brutos en un 50% **(pasó del 2% al 1%).**

• Eliminación del Adicional Lote Hogar en las Facturas de Electricidad.

Ambas medidas empezaron a regir a partir del 01/11/2020.

Impuesto a los Ingresos Brutos

El Impuesto a los Ingresos Brutos se encuentra definido en el Código Tributario de la Provincia, Ley N° 151-I, siendo la Ley Provincial N° 2730-I la que determina las obligaciones fiscales correspondientes al Año Fiscal 2025.

Con respecto al impuesto Adicional Lote Hogar, el mismo se encuentra previsto en la Ley Provincial

N° 833-P y se exceptuó su aplicación en la facturación de electricidad a partir de lo dispuesto en el Acuerdo San Juan, tal como lo refleja la Ley N° 2188-I.

Las empresas Distribuidoras de Energía Eléctrica son el sujeto pasivo, obligado al pago del Impuesto a los Ingresos Brutos por Ley vigente, constituyendo los importes respectivos un costo del servicio

de distribución de la energía eléctrica, y como tal debe ser transferido al usuario, tal cual lo dispone la Ley N° 524-A "Marco Regulador de la Actividad Eléctrica Provincial", que establece que dicho tributo forma parte de los costos económicos y eficientes de la prestación, y en su carácter de valor de paso debe reconocerse a la Distribuidora.

Se debe resaltar que, de acuerdo a lo establecido

en los Contratos de Concesión vigentes, las cargas tributarias que alcancen al Servicio Público de Distribución de la Energía Eléctrica, deben ser exteriorizadas en la Factura que reciben los Usuarios.

En este sentido, los impuestos que recaen sobre la energía, se calculan independientemente de la tarifa, y es obligación de las Distribuidoras discriminarlos en las facturas de los usuarios, por fuera de la tarifa, debiendo este E.P.R.E. asegurar tal derecho de los Usuarios.

Impuesto a los Ingresos Brutos, valores vigentes al año 2025

Con respecto a los impuestos definidos para el Año Fiscal 2025, la Ley Provincial N° 2730-I estableció una alícuota general del uno por ciento (1%) sobre la base de los ingresos brutos devengados durante el periodo fiscal por el ejercicio de la actividad de Distribución de Energía Eléctrica, y se excluyó para esta actividad, el pago del Adicional Lote Hogar, previsto en la Ley N° 833-P, artículo 8°, Inciso c), Punto 2).

Exención al Impuesto a los Ingresos Brutos

Se debe destacar que el Gobierno Provincial, dada la difícil situación económica que afronta el país y comprometido con la necesidad de

**Montos Facturados por Ingresos Brutos
Energía San Juan S.A. – 2016 – 2023**

Año	IB Facturado a Usuarios [\$]
2016	\$ 35.013.281,96
2017	\$ 62.222.916,83
2018	\$ 80.642.553,76
2019	\$ 118.487.256,04
2020	\$ 159.526.700,49
2021	\$ 84.829.989,59
2022	\$ 139.220.168,64
2023	\$ 347.191.240,72
2024	\$ 1.612.941.197,88
2025	\$ 1.554.042.388,02

**Montos Facturados Ingresos Brutos
D.E.C.S.A. – 2016 – 2025**

Año	IB Facturado a Usuarios [\$]
2016	\$ 1.759.564,34
2017	\$ 2.780.259,09
2018	\$ 4.475.387,30
2019	\$ 5.270.028,99
2020	\$ 6.251.111,97
2021	\$ 3.720.144,06
2022	\$ 5.977.731,80
2023	\$ 15.183.976,76
2024	\$ 85.490.221,19
2025	\$ 106.529.597,62

Información recopilada a partir de información remitida por las Distribuidoras en el marco de las tareas regulares de auditoría llevadas a cabo por este E.P.R.E. En tal sentido, la información del año 2025, se encuentra sujeta a Auditoría.

garantizar el acceso al servicio público de la electricidad, considerando las condiciones socioeconómicas de los usuarios residenciales, entendió necesario reducir el impacto de las tarifas eléctricas a aquellos usuarios finales con ingresos insuficientes para atender sus necesidades básicas.

Por tal motivo, mediante la Ley Provincial N° 1751-I de fecha 10 de Mayo de 2018, se incorpora al Código Tributario de la Provincia (Ley N° 151-I) la exención del impuesto a los ingresos brutos para los Usuarios que son beneficiarios de la Tarifa Social, cuyo consumo bimestral no supere los un mil kilovatios hora (1000 kWh-bimestre).

Auditorias del Impuesto a los Ingresos Brutos

Se destaca que la tarea del E.P.R.E. consiste en auditar y controlar que los conceptos Impuestos a los Ingresos Brutos sean facturados correctamente a los usuarios, de acuerdo a lo dispuesto en la legislación provincial vigente (Leyes Provinciales N° 151-I, N° 2026-I, N° 833-P y N° 2188-I).

Asimismo, debe destacarse que, de acuerdo a la Ley N° 2730-I, las Distribuidoras gozan de un descuento del 15% por pago en término de estos impuestos, lo cual constituye un activo regulatorio a favor de los usuarios, que se aplica en su totalidad a la Contención Tarifaria.

MARCO JURIDICO NORMATIVO

- MARCO JURÍDICO NORMATIVO SANCIONADO EN EL TRANCURSO DEL AÑO 2025 Y PRINCIPIOS DEL AÑO 2026.
- Marco Jurídico Normativo sancionado hasta el año 2024.



MARCO JURÍDICO NORMATIVO SANCIONADO EN EL TRANCURSO DEL AÑO 2025 y PRINCIPIO DEL AÑO 2026

INTEGRACIÓN DEL DIRECTORIO DEL E.P.R.E.

Decreto Reglamentario N° 0007-2025 de la Ley N° 524-A: Dispone que es facultad del Poder Ejecutivo designar inmediatamente con carácter interino a un nuevo miembro del Directorio del E.P.R.E., por el plazo máximo equivalente al del mandato faltante del miembro que reemplaza.

Decreto 1972-MIAyE-2025 de fecha 26/12/2025: Se dispone designar interinamente al Sr. Raúl López a partir del 01/01/2026 en el cargo de Presidente del Ente Provincial Regulador de la Electricidad hasta el 10/12/2027.

APORTE REEMBOLSABLE ACTIVIDADES ELECTROINTENSIVAS

Decreto N° 1973-MIAyE-2025 de fecha 29/12/2025: Se dispone un adelanto desde el Fondo Provincial de la Energía Eléctrica, Ley Provincial N° 524-A, por la suma de PESOS MIL TREINTA Y UN MILLONES QUINIENTOS DIEZ MIL NOVECIENTOS NOVENTA Y SEIS CON 00/100 (\$ 1.031.510.996,00), importe que se ajustará en más

o en menos según surja de las auditorías encomendadas al Ente Provincial Regulador de la Electricidad (E.P.R.E.), destinado a dar continuidad al Programa de Aportes Reembolsables de Aliento a la Actividad Productiva del sector agroindustrial (elaboración de vinos y mostos, frigoríficos y otras actividades industriales electrointensivas estacionales en la Provincia de San Juan), -Aporte Reembolsable-, encuadrados en las tarifas “Pequeñas Demandas Uso General”, “Medianas Demandas”, “Grandes Demandas” o “Servicio de Peaje” de las “Normas de Aplicación del Régimen Tarifario” vigentes para el Servicio Público de Distribución de Electricidad.

Ley Nacional N° 27.802, Art. 189.- Se incorpora, con efectos a partir del primer día del mes inmediato siguiente al de la entrada en vigencia de esta ley, como inciso m) del cuarto párrafo del artículo 28 de la Ley de Impuesto al Valor Agregado (t.o. en 1997), el siguiente: “m) La provisión de energía eléctrica utilizada en sistemas y/o equipos de riego con destino al sector agroindustrial.”

MARCO JURÍDICO NORMATIVO HASTA 2024

Se individualizan las normas, indicando su número y un breve extracto de su contenido, agrupando las mismas en diferentes temáticas.

Marco Regulatorio

• **Ley N° 524-A:** Marco Regulatorio de la Actividad Eléctrica Provincial.

• **Decreto N° 0387/95:** Reglamentario de la Ley N° 524-A.

• **Decreto N° 1665-MPIyMA-97:** Reglamentario de la Ley N° 524-A.

• **Decreto N° 0058/96:** Aprueba el Contrato de Concesión del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica en baja, media y alta tensión, la actividad de comercialización y la generación en localidades aisladas en San Juan.

• **Decreto N° 178/11:** Aprueba la Adenda I al Contrato de Concesión del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica en baja, media y alta tensión, la actividad de comercialización y la generación en localidades aisladas en la Provincia de San Juan, que reemplaza al artículo 5°, extendiendo el plazo del Primer Periodo de Gestión del plazo de Concesión.

• **Resolución E.P.R.E. N° 343/2006:** Aprueba el contenido y términos de la “Minuta con Coincidencias Alcanzadas” rubricadas en fecha 27 de Junio de 2006 en-

tre el Gobierno de la Provincia de San Juan y representantes de Energía San Juan S.A.

- **Decreto N° 1728/06:** de fecha 21/11/2006. Ratifica y aprueba el contenido del Anexo Parte A “Adenda” del “Acuerdo Final” suscripto en fecha 05/09/2006 entre el Ministro de Infraestructura y Tecnología, el Presidente del Ente Provincial Regulador de la Electricidad (E.P.R.E.) por una parte, y Energía San Juan S.A. y Agua Negra S.A por la otra parte y que es incorporada en carácter de “Adenda” al Contrato de Concesión vigente.

Integración del Directorio del E.P.R.E.

- **Decreto N°1701-MOSP-2021 y Resolución N°86/21 de la Cámara de Diputados de la Provincia:** Designación del Ing. Oscar Antonio Trad en el cargo de Presidente del Directorio del E.P.R.E. a partir del 10/12/2021 y por el término de seis (6) años.

- **Decreto N° 690-MOSP-22 y Resolución N° 16/22 de la Cámara de Diputados de la Provincia:** Designación del Dr. Ing. Roberto Ferrero en el cargo de Vicepresidente del Directorio del E.P.R.E. a partir del 03/06/2022 y por el término de seis (6) años.

Servidumbres Administrativas para Electroductos

- **Ley N° 167-A:** Régimen Jurídico de las Servidumbres Administrativas para Electroductos.

Fondo de Contención Tarifaria

- **Ley N° 739-A:** Creación del Fondo de Contención Tarifaria

- **Ley N° 1565-A:** Autoriza al Poder Ejecutivo Provincial, a través del Ministerio de Hacienda y Finanzas, a fin de que afecte en carácter de Activo Regulatorio, la suma de Pesos Cuarenta Millones Trescientos Ochenta Mil Cuatrocientos Noventa y Tres con 15/100 (\$ 40.380.493,15) a la cuenta correspondiente al Fondo de Contención Tarifaria (FCT), creado por Ley Provincial N° 739-A, con el fin de contener tarifas del servicio público de distribución de la energía eléctrica.

Régimen Especial de Créditos

- **Decreto N° 1763-MOSP-21 (26/11/21):** Ratifica el Acta Acuerdo Régimen Especial de Créditos suscripto por la Secretaría de Energía de la Nación, la Distribuidora Eléctrica Cauçete S.A., el Ministerio de Obras y Servicios Públicos de la Provincia y el

E.P.R.E.

- **LEY N° 2369-A:** Aprueba el Acta Acuerdo, Régimen Especial de Créditos, suscripta entre la Secretaría de Energía del Ministerio de Economía de la Nación, la Distribuidora Eléctrica de Cauçete S. A. (DECSA), el Ministerio de Obras y Servicios Públicos de la Provincia, y el Ente Provincial Regulador de la Electricidad (EPRE), ratificada por Decreto N° 1763-MOSP-2021, del 26 de noviembre de 2021.

- **Decreto N° 1518-MOSP-2021 (22/10/21)** Ratifica el Acta Acuerdo Régimen Especial de Créditos suscripto por la Secretaría de Energía de la Nación, Empresa Energía San Juan S.A, el Ministerio de Obras y Servicios Públicos de la Provincia y el E.P.R.E.

- **Ley N° 2325-A:** Aprueba el Acta Acuerdo, Régimen Especial de Créditos, suscripta el 6 de julio de 2021, entre la Secretaría de Energía del Ministerio de Economía, la Empresa Energía San Juan S.A; el Ministerio de Obras y Servicios Públicos y el Ente Provincial Regulador de la Electricidad (EPRE), ratificado por Decreto 1518-MOSP-2021, del 22 de octubre del 2021.

Subsidios al Cargo Fijo

• Decreto N° 576-MOSPyMA-01: Aprueba el Convenio de Otorgamiento de Subsidios a usuarios finales del servicio público de Distribución de Electricidad firmado entre la Provincia de San Juan y la Distribuidora Energía San Juan S.A. como concesionaria del Servicio Público de Distribución de Electricidad.

• **Decreto N° 721-MOSPyMA-03:** de fecha 11/08/2003: Aprueba el Convenio de Otorgamiento de Subsidios a usuarios finales del servicio público de Distribución de Electricidad firmado entre la Provincia de San Juan y D.E.C.S.A.

Ayuda económica a empresas productivas de la provincia de San Juan

• **Decreto N° 1401-MPyDE-2016:** Propone a la empresa Electrometalúrgica Andina SAIC como beneficiaria de la ayuda económica dispuesta para el consumo de energía eléctrica, en los términos de la Resolución N° 327-16 del Ministerio de la Producción de la Nación.

• **Decreto N° 1364-MPyDE-2016:** Solicita al Estado Nacional una ayuda económica de \$4.276.998,00, para empresas productivas, a los efectos de sol-

ventar los nuevos precios de la energía en el Mercado Eléctrico Mayorista con incidencia en las tarifas del Servicio Público de Distribución de la Energía Eléctrica y asimismo dispone afectar la suma equivalente al CINCUENTA POR CIENTO (50%) del total de los fondos a aportar por la Nación a la Provincia, destinados a otorgar una ayuda económica a las empresas situadas en la jurisdicción de la Provincia de San Juan.

• **Ley N° 1569-A:** Aprueba el Convenio de implementación de ayuda económica a empresas productivas electrointensivas Componente A, celebrado en fecha 05/12/2016, entre la Secretaría de Industria y Servicios del Ministerio de la Producción de la Nación, y el Ministerio de Producción y Desarrollo Económico de la Provincia de San Juan. Aprueba el Convenio de implementación de ayuda económica a empresas productivas críticas, Componente B, celebrado en fecha 05/12/2016, entre la Secretaría de Industria y Servicios del Ministerio de la Producción de la Nación, y el Ministerio de Producción y Desarrollo Económico de la Provincia de San Juan.

Tarifa Social y Subsidios Provinciales

• **Ley N° 1750-I:** Exime del pago de los aportes establecidos en Leyes N° 863-A, N° 789-A y N°

1181-A; a los suministros de usuarios encuadrados en la categoría: “Pequeñas Demandas Uso Residencial”, que siendo beneficiarios de la “Tarifa Social”, tengan consumos bimestrales facturados menores o iguales a un mil kilovatios hora (1.000 kW/h).

• **Ley N° 1751-I:** Incorpora como Inciso w), del Artículo 130, del Código Tributario Provincial: La actividad de distribución de energía eléctrica destinada a usuarios beneficiados con la tarifa social cuyo consumo bimestral no supere los 1000 kw/h, como así también se prevé la reducción de la alícuota general del Impuesto a los Ingresos Brutos al 2% para todos los usuarios del servicio público de distribución de energía eléctrica.

• **Ley N° 1884-A y decreto Reglamentario 0005/19:** Se establecen los lineamientos generales para la aplicación de subsidios tarifarios a usuarios finales del servicio público de distribución de energía eléctrica, implementando la Tarifa Social provincial y subsidios provinciales a actividades productivas y de promoción humana.

Decreto N°039/2022: Se crea un Subsidio Tarifario Extraordinario a los suministros que abastecen bombas de extracción de agua sub-

terránea destinado al riego agrícola. (Periodo 01/12/2021- 30/04/2022).

Decreto Provincial N° 2032-MAyE-2024 de fecha 31/10/2024: Se aprueba la resolución E.P.R.E. N° 830/24 de fecha 05/09/24, que prevé como criterio de exclusión, complementarios a los definidos en el Decreto N°005/19, la categorización del suministro en el Segmento “Nivel I-Mayores Ingresos” o en el Segmento “Nivel 3-Ingresos Medios” del RASE.

Decreto N° 233-MAyE- 2025 de fecha 21/02/2025. Se dispone un Aporte Especial al Fondo Provincial de la Energía Eléctrica, por un importe estimado de pesos seiscientos seis millones seiscientos nueve mil quinientos cincuenta y cuatro con 00/100, destinado a cubrir una Tarifa Social Extraordinaria que se aplicó en las facturaciones de consumo eléctricos desde el 01/01/25 hasta el 28/02/25 inclusive, en suministros que corresponda la asignación de beneficiarios de la Tarifa Social Provincial, Ley N° 1884-A, complementando el subsidios, de manera que se alcance la bonificación total máxima por suministro, el equivalente al cien por ciento del precio de la energía proveniente del Mercado Eléctrico Mayorista para los primeros 350 kW/h de consumos mensuales.

Cargo Único Municipal (CUM)

Decreto Provincial N° 851-MAyE-2024 de fecha 31/05/2024: Se dispone encomendar al Ente Provincial Regulador de la Electricidad que instruya a las Distribuidoras Concesionarias del Servicio Público de Distribución de Electricidad de la Provincia de San Juan, para que incluyan en las facturas de las personas usuarias por los servicios prestados, como monto máximo del concepto “Cargo Único Municipal”, los importes que permitan cubrir la suma de los gastos en las facturaciones de los suministros de Alumbrado Público, Cargos Administrativos respectivos, y Edificios Propios del Municipio, más el margen adicional del “Factor led”, que surja de la declaración de existencia de luminarias de tecnología LED informada por cada Municipio, con un tope para este factor de Uno coma Siete (1.7), equivalente al establecido en el marco de los acuerdos celebrados.

Subsidios Provinciales

Decreto N° 0141-MHF-2023: Se dispuso un Aporte al Fondo Provincial de la Energía Eléctrica creado por Ley Provincial N° 524-A, por un importe estimado de PESOS UN MIL DOSCIENTOS SETENTA Y SEIS MILLONES (\$ 1.276.000.000,00),

con destino al otorgamiento de un Subsidio Tarifario Extraordinario para mantener sin variación hasta los consumos de electricidad del 31 de marzo de 2023 inclusive, los valores de los componentes tarifarios Provinciales vigentes al 31 de diciembre de 2022, monto total aplicado como bonificaciones a favor de las personas usuarias en las facturaciones del Servicio Público de Distribución de Electricidad.

Decreto N° 941-MOySP-2023: Se dispuso un Aporte al Fondo Provincial de la Energía Eléctrica creado por Ley Provincial N° 524-A, por un importe estimado de Pesos SETENTA Y OCHO MILLONES (\$78.000.000) con destino al otorgamiento de un Subsidio de Tarifa Social Extraordinario.

Segmentación Energética

Decreto N° 1270_MO y SP-22 (16/08/22): Ratifica el Acta Acuerdo para la implementación de la segmentación de subsidios a los usuarios y las usuarias residenciales de los servicios públicos de energía eléctrica y gas natural por red, suscripta el 20 de julio de 2022, entre la Subsecretaría de Coordinación Institucional de Energía de la Secretaría de Energía del Ministerio de Economía y el Poder Concedente del Servicio Público

de Distribución de Energía Eléctrica en Baja, Media y Alta Tensión, la Actividad de Comercialización y la Generación en Localidades Aisladas en la provincia de San Juan.

Ley N° 2438-A: Aprueba el Acta Acuerdo para la implementación de la segmentación de subsidios a los usuarios y las usuarias residenciales de los servicios públicos de energía eléctrica y gas natural por red, suscripta el 20 de julio de 2022, entre la Subsecretaría de Coordinación Institucional de Energía de la Secretaría de Energía del Ministerio de Economía y el Poder Concedente del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica en Baja, Media y Alta Tensión, la Actividad de Comercialización y la Generación en Localidades Aisladas en la provincia de San Juan, ratificada por Decreto N° 1270_MOySP-22.

Fondo Solidario Hospitalario

• Ley N° 1749-Q: Abroga la Ley N° 426-Q: Fondo Solidario Hospitalario.

Electrodependientes

Ley N° 1813-A Decreto Reglamentario N° 0003/19: Crea un régimen tarifario especial, para los usuarios del servicio público de distribución

de electricidad que revistan la condición de pacientes electrodependientes. Asimismo se crea el Registro de Pacientes Electrodependientes por Cuestiones de Salud.

Generación Distribuida

Ley N° 1878-A: Declara de interés técnico y social la generación distribuida de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, con destino al consumo propio y a la inyección de energía eléctrica a la red de distribución local, previendo la adhesión a la Ley Nacional N° 27.424.

Decreto Provincial Reglamentario N°008/20: Reglamenta la Ley Provincial N° 1878-A

Resolución N° 766-MOSP-2020 de fecha 03/12/2020: Aprueba los Procedimientos Técnicos de aplicación en la Provincia de San Juan en materias de jurisdicción provincial de la Generación Distribuida de Energía Eléctrica a partir de fuentes de Energía No Convencional.

Resolución N° 220-MAyE-2025 de fecha 25/02/2025. Se sustituye el Anexo, Capítulo J, Artículo 80 de la Resolución N° 706-MOSP-2020, "Procedimientos Técnicos de Aplicación en la Provincia de San Juan en materias de Jurisdicción Provincial

de la Generación Distribuida de Energía Eléctrica a partir de fuentes de Energía Renovable No Convencional", a fin de fomentar la eficiencia energética e impulsar el desarrollo de proyectos de energía renovable de pequeña y gran escala.

Obra Pública Provincial

Ley N° 2458-A: Dispuso la declaración de Emergencia en materia de Obra Pública en todo el territorio de la Provincia de San Juan.

Decreto Reglamentario N° 0007/22: Se aprueba la reglamentación de la Ley Provincial N° 2458-A.

Generación de electricidad a partir de fuentes renovables no convencional

• **Ley N° 1704-A:** Se declara de interés provincial la actividad de generación de electricidad a partir de fuentes de energía primaria renovable no convencional, especialmente en parques solares, eólicos y geotérmicos, definiendo áreas de interés público para la instalación de centrales de generación eléctrica a partir de fuentes primarias renovables.

• **Ley N° 1705-A:** Fija la exención al impuesto de sellos, ingresos brutos de todos los actos, contratos, operaciones referidos a la construcción, instala-

ción y adquisición de maquinarias y equipamiento de los emprendimientos de generación, e impuesto inmobiliario a los inmuebles afectados a la instalación de centrales de generación de energía eléctrica.

Aporte Reembolsable actividades electrointensivas

Decreto N° 138-MAyE-2025 de fecha 01/02/2025. Se dispone un adelanto desde el Fondo Provincial de la Energía Eléctrica, Ley Provincial N° 524-A, por la suma de PESOS SETECIENTOS OCHENTA Y OCHO MILLONES CIENTO SETENTA Y NUEVE MIL TRESCIENTOS TRECE CON 00/100 (\$ 788.179.313), importe que se ajustará en más o en menos según surja de las auditorías encomendadas al Ente Provincial Regulador de la Electricidad (E.P.R.E.), para el otorgamiento de Aportes Reembolsables de Aliento a la Actividad Productiva del sector agroindustrial (elaboración de vinos y mostos, frigoríficos y otras actividades industriales electrointensivas estacionales en la Provincia de San Juan), -Aporte Reembolsable-, encuadrados en las tarifas "Pequeñas Demandas Uso General", "Medianas Demandas", "Grandes Demandas" o "Servicio de Peaje" de las "Normas de Aplicación del Régimen Tarifario" vigentes para el Servicio Públi-

co de Distribución de Electricidad.

Convenio de Asistencia Financiera a los fines de garantizar la sustentabilidad del Servicio de Distribución

• **Ley N° 1954-I:** Autorización al Poder Ejecutivo Provincial a obtener un préstamo con el Fondo Fiduciario para el Desarrollo Provincial (FFDP), endeudándose por la suma de Pesos Mil Novecientos Millones, a fin de garantizar la sustentabilidad del Servicio Público de Distribución de la Energía Eléctrica de la Provincia de San Juan.

• **Decreto Provincial N° 1259-MHF-2019:** Aprueba el Convenio de Asistencia Financiera suscripto entre la Provincia de San Juan y el Ente Provincial Regulador de la Electricidad.

Programa de Regularización del Sector Eléctrico para la Refinanciación de la deuda de la Provincia con el FONDO FIDUCIARIO PARA EL DESARROLLO PROVINCIAL (FFDP)

Decreto Provincial N° 0994-MHF-2020 de fecha 03/08/2020: Aprueba el "CONVENIO DE REFINANCIACIÓN DE DEUDAS PROGRAMA PARA LA EMERGENCIA FINANCIERA PROVINCIAL", celebrado entre el FONDO FIDUCIARIO PARA EL

DESARROLLO PROVINCIAL y la Provincia de San Juan. Asimismo, aprueba el Acuerdo Tripartito suscripto por el E.P.R.E. San Juan, la Provincia de San Juan y Energía San Juan S.A.

Medidas implementadas por la Provincia de San Juan, con impacto en la facturación de las personas usuarias del Servicio de Distribución de la energía eléctrica, a partir de las coincidencias alcanzadas en el marco del "Acuerdo San Juan".

Ley N°2134-I- ARTÍCULO 5°: Se establece que para la actividad de distribución de energía eléctrica, la alícuota sea del uno por ciento (1%). Se excluye para dicha actividad, el pago del Adicional Lote Hogar, previsto en el artículo N° 8°, inciso c), punto 2) de la Ley N° 833-P.

Decreto Provincial N°287-MHF-2021 de fecha 01/03/2021: Se requiere al E.P.R.E. que instruya las acciones regulatorias necesarias para dar efectivo cumplimiento a las coincidencias alcanzadas en el "Acuerdo San Juan-Diálogo y Consenso para Construir Futuro", entre la Provincia de San Juan y los Municipios, de manera tal que el monto transferido a los usuarios, en las respectivas facturas, refleje como valor máximo el monto aprobado en el Cargo Único Municipal

(CUM). Asimismo, se requiere garantizar que:

1. Los Usuarios de medianas y grandes demandas, que se consideran asociados al sector productivo de la Provincia, deberán observar a partir del 01/10/20 una reducción del 25% en sus cargos municipales respecto de los vigentes al 30/09/20.

2. El monto a incluir en la factura del resto de los Usuarios guarde relación con los montos que surgen de las Ordenanzas vigentes al 30/09/20, permitiendo que se recaude el monto total establecido en Ordenanza Municipal.

Medidas adoptadas por la Provincia de San Juan, con incidencia en el servicio público de energía eléctrica, en virtud de la pandemia declarada por la ORGANIZACIÓN MUNDIAL DE LA SALUD (OMS), en relación con el coronavirus (SARS-CoV-2) y la enfermedad que provoca el COVID-19.

Ley de Necesidad y Urgencia N° 2039, modificada por Leyes N° 2088-A: Adhesión de la Provincia de San Juan a la “Abstención de corte de Servicios en caso de mora o falta de pago”, respecto a los usuarios que integran los grupos vulnerables, con los alcances establecidos en el Decreto DECNU-2020-311-APN-PTE, modificado por

el Decreto DECNU-2020-543-APN-PTE dictados por el Poder Ejecutivo Nacional, y bajo ciertas condiciones detalladas y especificadas en el texto mismo de la ley.

Ley de Necesidad y Urgencia N° 2202-A: Prorroga la invariabilidad de las tarifas del servicio de energía eléctrica hasta el 17/03/2021.

Fondo del Plan de Infraestructura Eléctrica Provincial para el Desarrollo Socioeconómico y Productivo (Fondo PIEDE)

• **Ley N° 863-A:** Creación del Fondo del Plan de Infraestructura Eléctrica Provincial para el Desarrollo Socioeconómico y Productivo (Fondo PIEDE).

Ley N° 2136-A: Modifica la Ley N° 863-A, redefiniendo el objeto del “Fondo PIEDE”, fija una reducción progresiva del aporte a cargo de los usuarios del servicio público de la energía eléctrica, amplió el plazo de vigencia del Fondo hasta el 31 de diciembre del año 2030 y nominó al E.P.R.E. como comitente/ responsable de las Obras financiadas con recursos del Fondo.

• **Ley N° 1095-A:** Se encomienda al Presidente del Ente Provincial Regulador de la Electri-

cidad (E.P.R.E.), en carácter de representante del Gobierno de la Provincia ante el Contrato de Fideicomiso de Administración y Financiero “FONDO PIEDE”, a adoptar las acciones conducentes y necesarias para la concreción de las adecuaciones y extensiones de los instrumentos del Fideicomiso.

• **Ley N° 1641-A (modificación artículo 4° de la Ley 863-A):** Se prevé expresamente la posibilidad de que el Estado Nacional, la Provincia de San Juan, a través del Tesoro Provincial, realicen aportes que se integrarán al Fondo PIEDE con la finalidad de financiar Obras de Infraestructura Eléctrica.

• **Decreto Provincial N° 1159/06:** Ratifica el “Contrato de Fideicomiso de Administración y Financiero “FONDO PIEDE”. Faculta al Presidente del Ente Provincial Regulador de la Electricidad (E.P.R.E.) a actuar como representante del Gobierno de la Provincia ante el “Contrato de Fideicomiso de Administración y Financiero “FONDO PIEDE” y ante los Organismos que intervengan en la concreción de las obras PIEDE.

• **Decreto N° 584-MlyT 01/06/2011:** Ratifica el Convenio Marco de fecha 18/06/09, la Adenda al Convenio Marco de fecha 06/06/10 y el Con-

venio Específico de fecha 06/06/10, referidos al aporte del Estado Nacional a la financiación de las obras del Sistema Eléctrico en Extra Alta Tensión Rodeo-Calingasta, en la Provincia de San Juan celebrado ente el Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios de la Nación.

• **Decreto N° 1843 MHF 29/12/2011:** Préstamo por la suma de Veinticinco Millones al Fideicomiso de Administración Financiero Fondo PIEDE, para ser aplicado por Nación Fideicomisos S.A. al pago de certificados de Requerimiento relativo a las obras de interconexión Eléctrica financiada con fondos PIEDE.

Fondo Especial para la Línea de Interconexión en 500 kV entre Mendoza y San Juan

• **Ley N° 789-A:** Crea en la Provincia de San Juan el “Fondo Especial para la Línea de Interconexión en 500 kV entre Mendoza y San Juan” el que esté destinado, entre otras, al financiamiento parcial o total de la construcción de la Estación Transformadora (ET) Nueva San Juan 500/132 kV y Ampliación de la Estación Transformadora (ET) Gran Mendoza 500 kV, a los efectos de viabilizar la operación de la Línea de Interconexión en 500 kV entre Mendoza y

San Juan, así como al financiamiento parcial y total de otras obras de transporte en extra alta tensión, que permitan viabilizar el abastecimiento eléctrico de la Provincia de San Juan, a través de interconexiones adicionales con el Sistema Argentino de Interconexión (SADI) y también obras complementarias de 132 kV para garantizar la adecuada vinculación de la ET Nueva San Juan 500/132 kV con la red de transporte de subtransmisión en Alta Tensión en 132 kV del Sistema Interconectado Provincial (SIP).

Ley N° 2137-A: Modifica la Ley N° 789-A, redefiniendo el objeto del “Fondo Línea 500 kV”, fija una reducción progresiva del aporte a cargo de los usuarios del servicio público de energía eléctrica, amplió el plazo de vigencia hasta el 31 de diciembre del año 2030 y nominó al E.P.R.E. como comitente/ responsable de las Obras financiadas con recursos del Fondo.

• **Decreto N° 1607-04:** de fecha 18/10/04. Aprueba la reglamentación del Fondo Especial para la Línea de Interconexión en 500 kV entre Mendoza y San Juan, creado por Ley N° 7480.

• **Decreto N° 2063-04: de fecha 20/12/04.** Designa al Dr. Rivera Prudencio como representante Legal – apoderado del Estado Provincial en la

Convocatoria Abierta N° 1/04 para la realización de la ampliación al Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Extra Alta Tensión correspondiente al vínculo entre las Provincia de Mendoza y San Juan.

• **Decreto Provincial N° 484/05:** Aprueba el Contrato de Fideicomiso Financiero “Financiamiento Parcial de la Línea de Interconexión en 500 kV entre Mendoza y San Juan”, constituyéndose la Provincia de San Juan en Fiduciante y Fideicomisario, y Nación Fideicomisos S.A. en Fiduciario.

• **Decreto N° 1224 – MHF:** del 23 de Agosto de 2005, se facultó al Ministerio de Hacienda y Finanzas a través de la Tesorería General de la Provincia, a invertir hasta la suma de PESOS VEINTICUATRO MILLONES (\$ 24.000.000), en 2.400 VRDA - Valores Representativos de Deuda “A” emitidos por el Fideicomiso Financiero “Financiamiento Parcial de la Línea de Interconexión en 500 kV entre Mendoza y San Juan”.

• **Decreto N° 915-MlyT-06:** Se resolvió posponer el pago de los PESOS VEINTICUATRO MILLONES, desembolsados por la Provincia de San Juan por el Decreto N° 1224/05 hasta tanto se cancele el “préstamo puente” de la Secretaría de Energía de la Nación por el monto de PESOS VEINTE MILLONES.

• **Decreto N° 1781-MlyT-08:** de fecha 01/12/2008. Prorroga hasta el primer trimestre del año 2012 el inicio de la devolución de la suma de Pesos Veinticuatro Millones, desembolsado por la Provincia de San Juan mediante Decreto N° 1224 -MHF- del 23 de Agosto de 2005.

• **Decreto N° 855 MlyT- 11:** de fecha 10/08/2011. Prorroga hasta el segundo trimestre del año Dos Mil Catorce, la fecha de inicio de la devolución de la suma de PESOS VEINTICUATRO MILLONES (\$24.000.000,00) desembolsados por la Provincia de San Juan mediante Decreto N° 1224-MHyT-05.

• **Decreto Provincial N° 275/05:** de fecha 23/02/2005. Designa al Presidente del Directorio del Ente Provincial Regulador de la Electricidad, como Representante Legal-Apoderado de la Provincia de San Juan para actuar en el Fideicomiso “Financiamiento Parcial de la Línea de Interconexión en 500 kV entre Mendoza y San Juan”, en el Comité de Ejecución de la Línea de alta Tensión en 500 kV Mendoza –San Juan y por ante la Secretaría de Energía de la Nación y Organismos del Gobierno Nacional.

• **Decreto Provincial N° 1781-MlyT-2008:** Se encomienda al Presidente del Ente Provincial Regu-

lador de la Electricidad (E.P.R.E.), en su carácter de representante Legal-Apoderado del Estado Provincial para actuar en el Fideicomiso “Financiamiento Parcial de la Línea de Interconexión en 500 kV entre Mendoza y San Juan”, a adoptar las acciones conducentes para la concreción de las adecuaciones de los instrumentos del Fideicomiso en el marco de lo previsto en el Artículo 30 de la Ley N° 7480 y su Decreto Reglamentario N° 1607/04.

•**Ley N° 1629-A (modificación de la ley N° 1181-A)** Amplía y precisa el listado de obras de infraestructura eléctrica declaradas de utilidad pública que resultan imprescindibles para concretar la operación en Extra Alta Tensión (500 kV) de los vínculos eléctricos de la Provincia de San Juan con el Sistema Argentino de Interconexión (SADI) y garantizar el abastecimiento de la demanda de la Provincia de San Juan y de los departamentos Jáchal, Calingasta, Iglesia y Valle Fértil.

•**Ley N° 1638-A:** Declara de utilidad pública y sujeto a expropiación parcial el terreno NC 02/8099/2016, destinado a la construcción de la línea de 132 kV Subterránea entre el Centro de Distribución de Alta Tensión 132 kV ET Provincial LA Bebida con el empalme a cable de 132 kV Trinidad, en el Departamento de Rivadavia.

Decreto N° 0054-MOySP-21 de fecha 18/01/2021: Designación del Ing. Oscar Trad como representante Legal-Apoderado de la Provincia de San Juan, para actuar en el Fideicomiso Financiero “Financiamiento Parcial de la Línea de Interconexión en 500 kV entre Mendoza y San Juan”, y en el “Fideicomiso de Administración y Financiero Fondo PIEDE”.

Obras de Infraestructura Eléctrica

Ley Provincial N° 2686-I. Fija un régimen tributario diferenciado para Las Obras de Infraestructura Eléctrica de la Provincia de San Juan, que se listan:

1. Ampliación ET Nueva San Juan con la instalación del Segundo Banco de Transformación 450 MVA - 500/132/33 kV y Obras Complementarias.
2. Adecuación a 500 kV de la Interconexión Nueva San Juan Rodeo/Iglesia con el Sistema Argentino de Interconexión, a materializarse con la Ampliación de la Estación Transformadora Nueva San Juan con un campo de salida completo en 500 kV, Ampliación de la Estación Transformadora Rodeo/Iglesia con la construcción de la Playa de 500 kV y otras obras que resulten necesarias para efectivizar la conexión en 500 kV.

3. Conjunto de Obras Complementarias de menor envergadura en los segmentos de subtransmisión y transmisión en 132 kV, necesarias para la adecuada vinculación de las Obras de Extra Alta Tensión (500 kV).

Interconexión al Sistema Interconectado Provincial de las Redes del Departamento Calingasta

• **Ley N° 1092-A:** Declaración de Utilidad Pública de la totalidad de las instalaciones afectadas a la prestación del Servicio Público de Electricidad, correspondientes a la Interconexión Eléctrica del Departamento Calingasta, segmentada en los siguientes tramos de obras: Tramo Calingasta -Rodeo/Iglesia (Bella Vista), Tramo Rodeo/Iglesia (Bella Vista)-Cuesta del Viento (Iglesia), Tramo Calingasta -Casposo, Estación Transformadora Calingasta (Calingasta), Estación Transformadora Rodeo (Iglesia).

• **Ley N° 1180-A:** Declaración de utilidad pública y sujeto a expropiación el terreno NC 17-90-125195 destinado a la construcción de una estación Transformadora 500/220/132 kV en el Departamento Iglesia (ET Rodeo/Iglesia). Declaración de utilidad pública y sujeto a expropiación el terreno NC 16-20-510450 destinado a la construcción de una estación Transformadora 500/220/132

kV en el Departamento Calingasta (ET Calingasta).

• **Ley N° 1040-I:** Exención impositiva Obra Interconexión eléctrica Calingasta.

• **Ordenanza Municipal N° 932-CD-2009 Municipalidad de Calingasta:** Adhesión a la Ley Provincial N° 8061 (hoy ley 1040-I)

• **Ordenanza Municipal N° 1992-H.CD.2009 Municipalidad de Iglesia.** Adhesión a la Ley Provincial N° 8061.

• **Decreto N° 0548 MIyT - 2011 (01/06/11):** Ratifica el Convenio Marco, Addenda y Convenio Específico referido al Aporte del Estado Nacional a la financiación de las Obras del Sistema Eléctrico en Extra Alta Tensión Rodeo-Calingasta, celebrado entre el Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios de la Nación y la Provincia de San Juan.

Interconexión al Sistema Interconectado Provincial de las Redes del Departamento Valle Fértil

• **Ley N° 977-A:** Declara de utilidad pública la totalidad de las instalaciones afectadas a la prestación del Servicio Público de Electricidad, co-

rrespondientes a la Interconexión Eléctrica al Departamento Valle Fértil, entre las localidades de Huaco (Departamento Jáchal) e Ischigualasto (Departamento Valle Fértil).

• **Ley N° 1098-F:** Exención impositiva Obra Interconexión eléctrica entre Huaco (Jáchal) e Ischigualasto (Valle Fértil).

• **Ley N° 1180-A:** Declara de utilidad pública y sujeto a expropiación el terreno NC N° 19-20-560530 (de origen), destinado a la construcción de una estación Transformadora 132/33/13,2 kV (kilovoltios) en el Departamento de Valle Fértil.

• **Ley N° 1180-A:** Declara de utilidad pública y sujeto a expropiación el inmueble NC N° 18-24-542243 (parcial), destinado a la construcción de la Estación Transformadora Huaco de 132/33/13,2 kV (kilovoltios) en el Departamento de Jáchal (ET Huaco).

Obras que resultan necesarias para concretar la Operación en Extra Alta Tensión (500 kV) de los vínculos eléctricos de la Provincia de San Juan con el Sistema Argentino de Interconexión (SADI)

• **Ley N° 1180-A:** Declara de utilidad pública y sujeto a expropiación los terrenos NC 02-48-871845, NC 02-48-845923 y NC 0248/800700 destinados a la



construcción de la Estación Transformadora Nueva San Juan 500/132 kV en el Departamento de Rivadavia.

• **Ley N° 1193-I:** Fija un régimen tributario diferenciado para la Obra de Infraestructura Eléctrica de la Provincia de San Juan, adecuación a 500 kV de la Interconexión de la Provincia de San Juan con el Sistema Argentino de Interconexión ET Nueva San Juan 500/132 kV y Obras complementarias de menor envergadura en los segmentos de subtransmisión y transmisión en 132 kV.

• **Ordenanza Municipal del Departamento Rivadavia N° 2361:** Adhesión a la Ley Provincial N° 8399 y su modificatoria Ley Provincial 8436, respecto de las Obras de Infraestructura Eléctrica situadas en el Departamento de Rivadavia.

• **Decreto N° 1509-MI-14 (05/12/14):** Se ratifica el Convenio Marco, Addenda y Convenio Específico suscripto entre el Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios de la Nación y la Provincia de San Juan referido al aporte parcial no reintegrable del Ministerio destinado a la financiación de las Obras "Energización en Extra Alta Tensión del Sistema Eléctrico Mendoza-San Juan-Estación Transformadora Nueva San Juan 500/132 kV y Ampliación ET Gran Mendoza con un campo de salida completo en 500 kV".

• **Ley N° 1339-I:** Se exime del pago de todo impuesto, canon, tasa retributiva por servicios que presta la administración pública provincial, a determinadas obras de Infraestructura Eléctrica. (Línea 500 kV San Juan-Rodeo, ET Bauchazeta y obras complementarias)

• **Ley N° 1340-I:** Se exime del pago de todo impuesto, canon, tasa retributiva por servicios que presta la administración pública provincial, a determinadas obras de Infraestructura Eléctrica.

• **Ley N° 1384-A:** Declara de utilidad pública y sujeto a expropiación diversos terrenos ubicados en el Departamento Rivadavia, con el objeto de mantener el retiro (espacio libre entre instalaciones eléctricas y la circulación urbana) de las Estaciones Transformadoras Nueva San Juan y La Bebida, entre otras.

• **Ley N° 1359-A:** Declara de utilidad pública y sujeto a expropiación un terreno ubicado en el Departamento Rawson, con el objeto de construir la ET Rawson/ Pocito.

• **Ordenanza N° 2391-CD-2015 CHIMBAS:** Adhesión a la Ley Provincial N° 1193-I respecto de las Obras de Infraestructura Eléctrica situadas en el Departamento de Chimbas.

• **Ordenanza N° 6699-CD-2015 RAWSON:** Adhesión a la Ley Provincial N° 1193-I respecto de las Obras de Infraestructura Eléctrica situadas en el Departamento de Rawson.

• **Ordenanza N° 5048-CD-2015 POCITO:** Adhesión a la Ley Provincial N° 1193-I respecto de las Obras de Infraestructura Eléctrica situadas en el Departamento de Pocito.

• **Ordenanza N° 2135-CD-2015 ALBARDÓN:** Adhesión a la Ley Provincial N° 1193-I respecto de las Obras de Infraestructura Eléctrica situadas en el Departamento de Albardón.

Programa de Convergencia de Tarifas Eléctricas y Reafirmación del Federalismo Eléctrico en la República Argentina

• **Decreto N° 0901-MI-14 (25/07/14):** Se ratifica el Acuerdo Marco, Convenio Instrumental y Convenio de Aplicación firmados en el marco del Programa de Convergencia de Tarifas Eléctricas y Reafirmación del Federalismo Eléctrico en la República Argentina. Encomendando al E.P.R.E. el seguimiento y control hasta la puesta en servicio de las obras realizadas en el ámbito del Sistema Interconectado Provincial, con recursos provenientes de CAMESA.