



AUDIENCIA PÚBLICA ACTUALIZACIÓN DEL VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN DE LA EMPRESA PROVINCIAL DE LA ENERGÍA DE SANTA FE

Santa Fe, Diciembre de 2024

AUDIENCIA PÚBLICA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN DE LA EMPRESA PROVINCIAL DE LA ENERGÍA DE SANTA FE

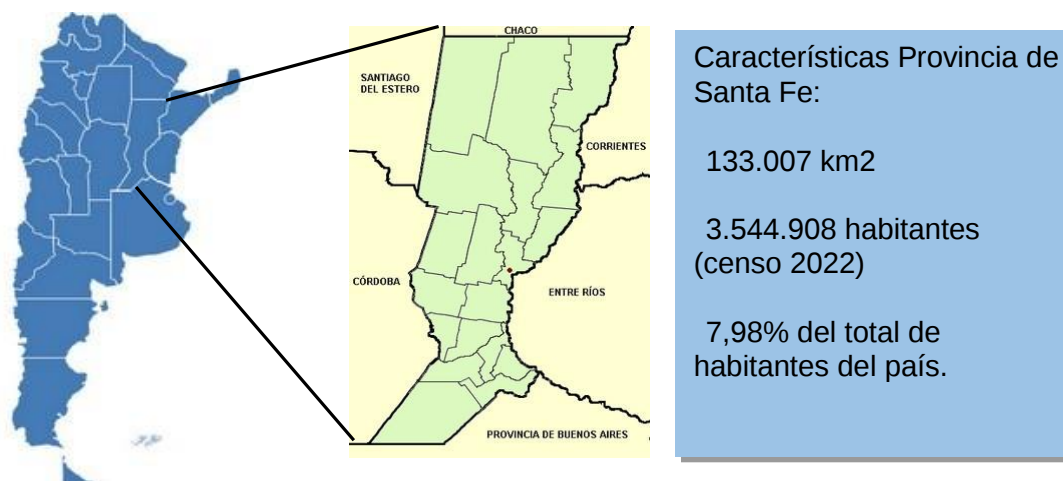
Contenido:

CAPÍTULO I	Datos Característicos	3
	Consideraciones Generales del Sector Eléctrico	
CAPÍTULO II	Situación de la Empresa Provincial de la Energía	14
CAPÍTULO III	Estructura de Costos	21
CAPÍTULO IV	Variaciones de costos de bienes y servicios durante el año 2025	26
CAPÍTULO V	Plan de Inversión en Obras	30
CAPÍTULO VI	Operación y Mantenimiento	56
CAPÍTULO VII	Evolución de la calidad del servicio	61
CAPÍTULO VIII	Plan de Digitalización Integral	73
CAPÍTULO IX	Flujo Global de Fondos	87
CAPÍTULO X	Estudio Tarifario Propuesto	91

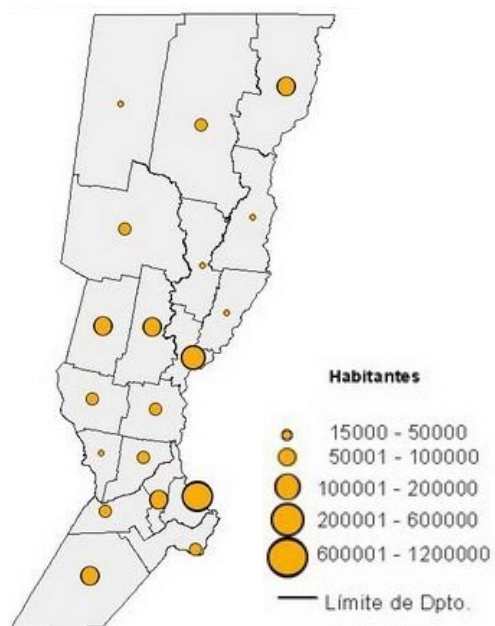
CAPÍTULO I

DATOS CARACTERÍSTICOS DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA PROVINCIA DE SANTA FE

La Provincia de Santa Fe tiene una superficie de **133.007 km²** y una población total aproximada en el año 2022 de **3.600.000 habitantes**, según proyección basada en el último Censo Nacional (Oct 2010), lo que representa el 7,98% del total de habitantes del país¹.

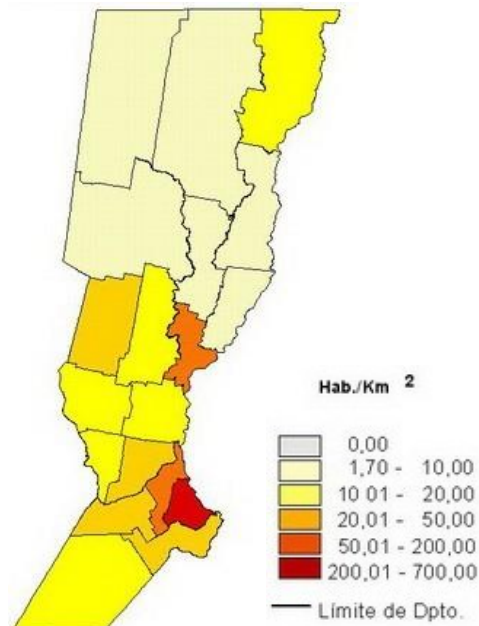


Distribución Poblacional



Fuente: IPEC Santa Fe

Densidad Poblacional



Fuente: IPEC Santa Fe

¹ Según resultados provisorios del Censo Nacional de Población, Hogares y Viviendas 2022 del INDEC.

La Empresa Provincial de la Energía de Santa Fe, junto a 60 Cooperativas dispersas en el territorio Provincial, brindan el Servicio de Energía Eléctrica a más de **365 Municipios, Comunas y Parajes Rurales**, aglomerando un total de **1.381.369 usuarios**.

En el Territorio Provincial, la EPE posee **trece (13) Sucursales Comerciales**, las que fueron concebidas en relación a sus ámbitos geográficos de agrupación por particularidades territoriales, distribución poblacional, actividad industrial, superficie y características de los Usuarios. A su vez, las Sucursales Comerciales, se encuentran integradas por **39 Agencias y 111 Oficinas Comerciales** dispersas en todo el territorio de la Provincia.



Usuarios

1.378.048 Pequeñas Demandas

3.321 Grandes Demandas

Dotación

3.957 Agentes

13 Sucursales Comerciales

39 Agencias Territoriales

111 Oficinas Comerciales

Distribución Sucursales EPE en la Provincia de Santa Fe

INFRAESTRUCTURA

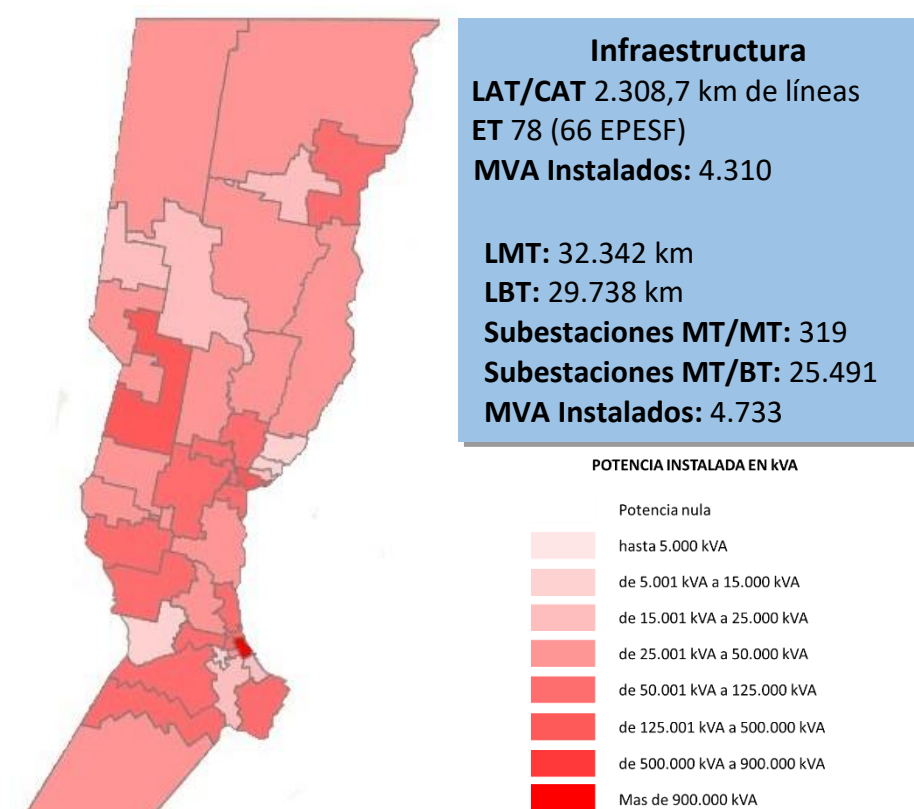
El sistema de transmisión, transformación y distribución de energía de la Empresa Provincial de la Energía está compuesto por **78 Estaciones Transformadoras AT/MT** (66 de EPESF 132 kV, 11 de Terceros en 132 kV y 1 de Terceros en 220 kV), con una potencia instalada total de **4.310 MVA**.

Estas Estaciones Transformadoras se vinculan a través de 2.308,7 km de redes de alta tensión (incluye los niveles de 132 kV y 220 kV).

El sistema de subtransmisión en 33 kV está integrado por 319 subestaciones 33/13,2 kV.

Por su parte, el sistema de Distribución de la EPE comprende 32.342 kilómetros de líneas de media tensión de 33, 13,2 y 7,62 kV y 25.491 Subestaciones MT/BT.

Finalmente, la red de distribución de baja tensión está compuesta por 29.738 km de líneas entre convencional (aérea y subterránea) y preensamblado aéreo.



Representación de la Potencia Instalada en KVA en la Provincia de Santa Fe

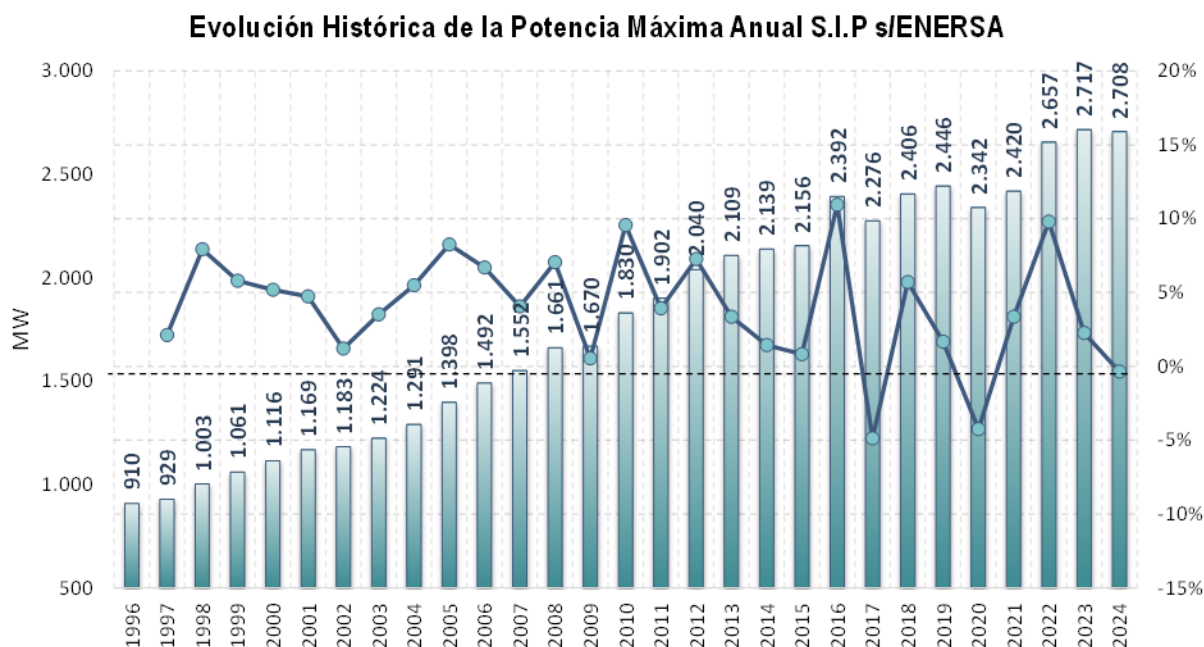
DEMANDA DE POTENCIA POR ÁREA

Dentro del territorio provincial, se aprecia una concentración en la demanda de potencia en el Sistema Sur, equivalente al 70% de la demanda total del Sistema Provincial, donde se destaca la demanda de la Ciudad de Rosario, que representa un 30% del mismo. El Sistema Centro/Norte de la Provincia concentra un 23% de la demanda del Sistema, siendo la Ciudad de Santa Fe un 10% de la demanda total del sistema Provincial. Finalmente, el Sistema Oeste de la Provincia representa un 7% en la demanda total del sistema Provincial.



Representación de la Demanda de Potencia en las Áreas de la Provincia de Santa Fe

La evolución histórica (1996-2024) de la potencia máxima anual del Sistema Interconectado Provincial (S.I.P.), puede observarse en el gráfico siguiente:



Fuente: Área Administración del Mercado Eléctrico

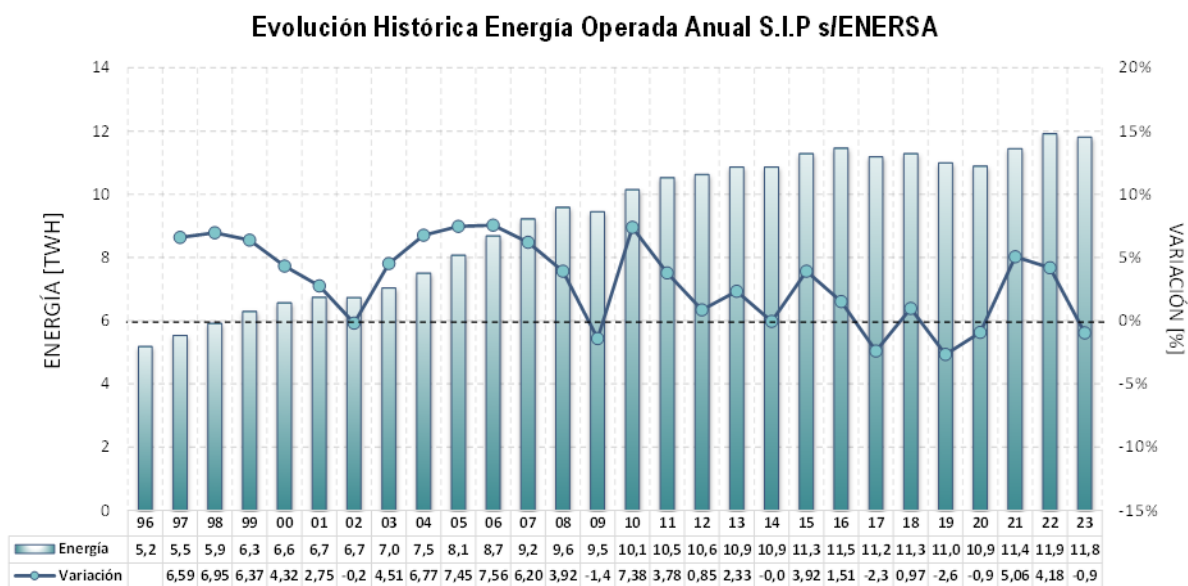
La potencia máxima registrada en el sistema se caracteriza por tener mayores niveles de demanda en períodos de verano respecto al invierno, situación que se ha magnificado en los últimos años por efecto de la demanda de confort en el sector residencial. El día 13 de Marzo de 2023 a las 15:05 hs., se registró la

potencia máxima mensual e histórica de **2.717,3 MW**, en un contexto de temperatura media de **32.3°C**.

En el año 2024 la potencia máxima mensual se registró el día 17 de Febrero a las 14:25 hs. con un valor de 2.708 MW, en un contexto de temperatura media de 32°C.

EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE LA ENERGÍA OPERADA

La evolución histórica de la energía operada anual del S.I.P. sin ENERSA, durante el período comprendido entre 1996 al 2023, se puede apreciar en el siguiente gráfico:



Fuente: Área Administración del Mercado Eléctrico

Del análisis del gráfico, se puede apreciar que, la Energía Operada en el Sistema Interconectado Provincial durante el año 2023 presentó una reducción del 1% respecto del año inmediato anterior.

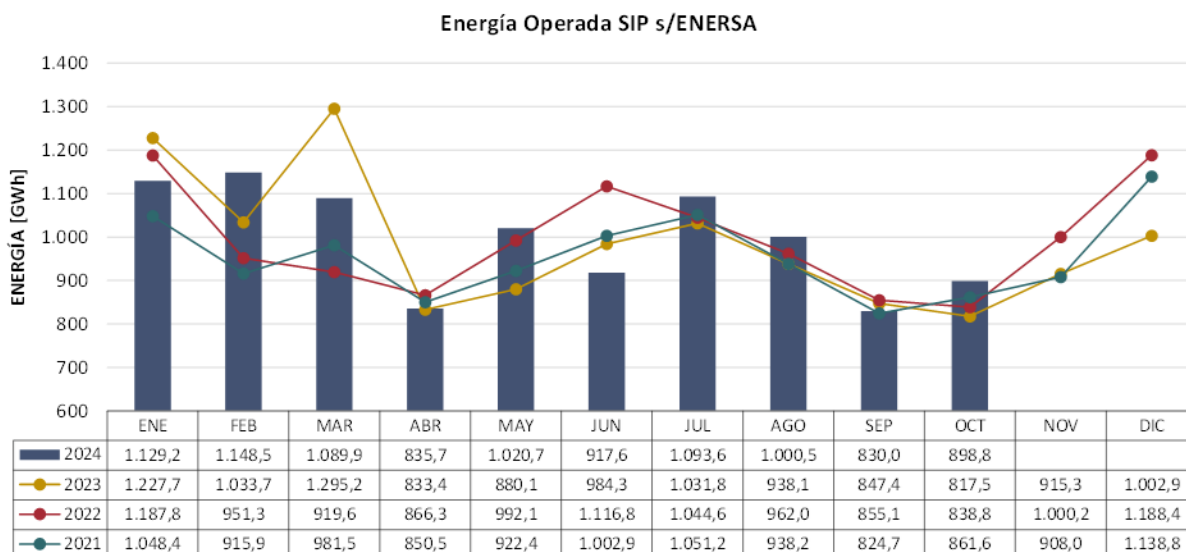
El detalle mensual, del presente año, de la Energía Operada en S.I.P. y las variaciones, se exponen a continuación:

Evolución Mensual de Energía Operada SIP s/ ENERSA – Año 2024

MES	Energía Operada SIP s/ENERSA	Variación Mensual	Variación Interanual	Variación Acumulada	Variación Año Móvil
ENE	1.129,2	12,6%	-8,0%	-8,0%	-2,1%
FEB	1.148,5	1,7%	11,1%	0,7%	-1,8%
MAR	1.089,9	-5,1%	-15,8%	-5,3%	-6,5%
ABR	835,7	-23,3%	0,3%	-4,3%	-6,2%
MAY	1.020,7	22,1%	16,0%	-0,9%	-4,2%
JUN	917,6	-10,1%	-6,8%	-1,8%	-3,7%
JUL	1.093,6	19,2%	6,0%	-0,7%	-3,1%
AGO	1.000,5	-8,5%	6,6%	0,1%	-2,4%
SEP	830,0	-17,0%	-2,0%	-0,1%	-2,5%
OCT	898,8	8,3%	10,0%	0,8%	-1,6%
NOV					
DIC					

Valores expresados en GWh.

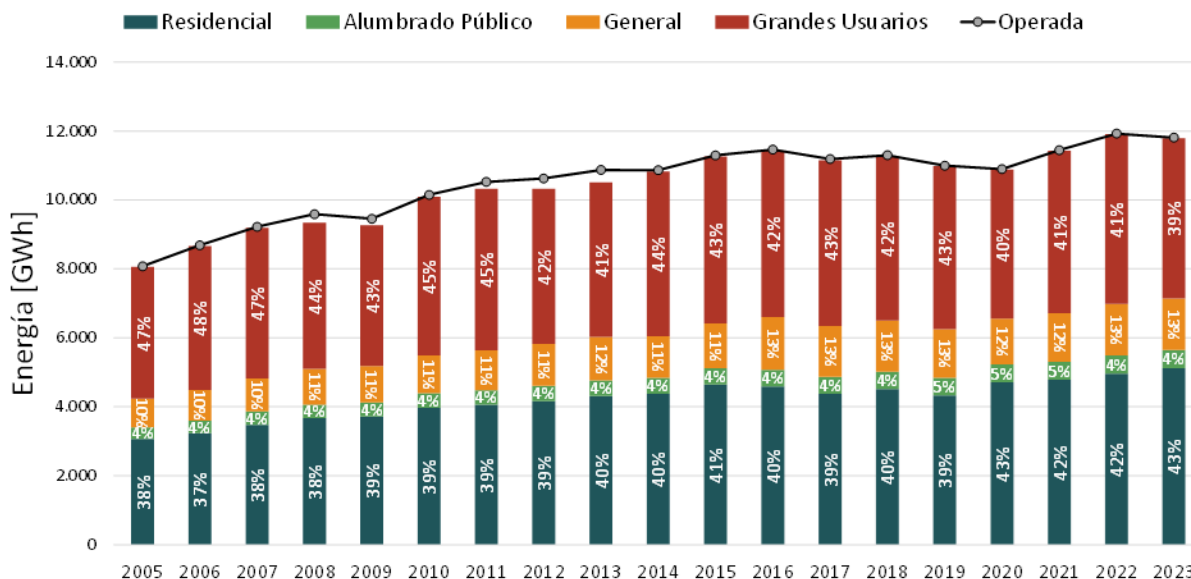
Fuente: Área Administración del Mercado Eléctrico



Fuente: Área Administración del Mercado Eléctrico

Desagregando la Energía Operada por tipo de usuario, se visualiza en el gráfico de evolución anual (2005-2023) que, durante el año 2023, presentó una disminución del 1% en los valores porcentuales de las grandes demandas. A su vez, a nivel residencial, se da un crecimiento del mismo orden, respecto al año inmediato anterior.

Evolución Anual de la Energía Operada SIP s/ENERSA por Tipo de Usuario



Fuente: Área Administración del Mercado Eléctrico

INFORMACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

Principales Jurisdicciones del M.E.M.

Se indican a continuación los consumos de energía de las principales Jurisdicciones, como son distribuidoras de la Región Centro como así también Buenos Aires y CABA, y su participación en el total de energía operada en el país. La información, mensualmente detallada, durante el año 2024, es la siguiente:

Demanda Mensual de las Principales Jurisdicciones del M.E.M. – Año 2024

MES	G.B.A.	BUENOS AIRES	CÓRDOBA	ENTRE RÍOS	SANTA FE	RESTO PAÍS	TOTAL
ENE	4.670	1.520	961	395	1.222	4.322	13.090
FEB	4.625	1.449	945	413	1.191	4.228	12.851
MAR	4.006	1.345	940	366	1.120	4.179	11.957
ABR	3.546	1.300	752	279	892	3.235	10.005
MAY	4.766	1.487	949	317	1.093	3.601	12.213
JUN	4.327	1.398	872	291	974	3.364	11.226
JUL	5.380	1.545	1.029	335	1.146	3.791	13.226
AGO	4.896	1.440	924	312	1.074	3.527	12.172
SEP	3.739	1.288	782	277	912	3.239	10.237
OCT	3.734	1.318	809	302	987	3.528	10.679
NOV							
DIC							
TOTAL	43.690	14.091	8.963	3.287	10.611	37.014	117.656

Valores expresados en GWh

Fuente: Área Administración del Mercado Eléctrico

Como puede observarse, Santa Fe se posiciona en tercer lugar, luego de G.B.A y Buenos Aires.

El cubrimiento de la demanda de energía en la provincia de Santa Fe desde los Puntos de Intercambio con el Sistema Interconectado Nacional durante el año 2024 resultó el siguiente:

Evolución Mensual de Energía en los Puntos de Intercambio – Año 2024

MES	SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL					SISTEMA INTERCONECTADO PROVINCIAL				Energía Operada SIP s/ENERSA	EEOD
	TRANSENER				TRANSBA	Centrales Térmicas	Autogen.	ENERSA	EROD		
	Romang	Rosario Oeste	Santo Tomé	Rio Coronda	San Nicolás						
ENE	63,9	520,8	358,5	79,7	30,3	97,0	0,1	-22,2	1,1	1.129,2	1,0
FEB	69,3	517,0	356,4	95,2	31,5	109,1	0,0	-31,1	1,1	1.148,5	0,9
MAR	64,7	490,7	341,0	68,8	9,3	136,0	0,0	-21,6	1,1	1.089,9	1,0
ABR	47,5	388,5	236,7	38,9	7,7	132,0	0,1	-16,5	0,9	835,7	0,5
MAY	40,7	447,5	276,3	80,3	25,5	168,4	0,1	-19,0	1,0	1.020,7	0,7
JUN	41,5	438,9	242,4	99,5	18,6	64,4	0,0	11,4	0,8	917,6	0,6
JUL	45,9	519,4	264,1	106,9	28,9	90,9	0,0	36,4	1,0	1.093,6	0,7
AGO	41,6	480,3	239,3	85,6	28,7	86,8	0,1	37,3	0,9	1.000,5	0,6
SEP	43,8	351,9	196,2	24,9	25,1	165,2	0,0	22,0	0,8	830,0	0,6
OCT	49,7	375,8	219,1	18,5	18,0	186,1	0,0	30,9	0,6	898,8	0,9
NOV											
DIC											
TOTAL	508,5	4.530,8	2.730,1	698,3	223,5	1.235,8	0,4	27,6	9,4	9.964,5	7,5

Valores expresados en GWh.

Fuente: Área Administración del Mercado Eléctrico

Por otra parte, el aporte de la Generación Térmica instalada sobre la red de la EPE resultó para el año 2024 de acuerdo a lo indicado a continuación:

Evolución Mensual de la Generación Térmica – Año 2024

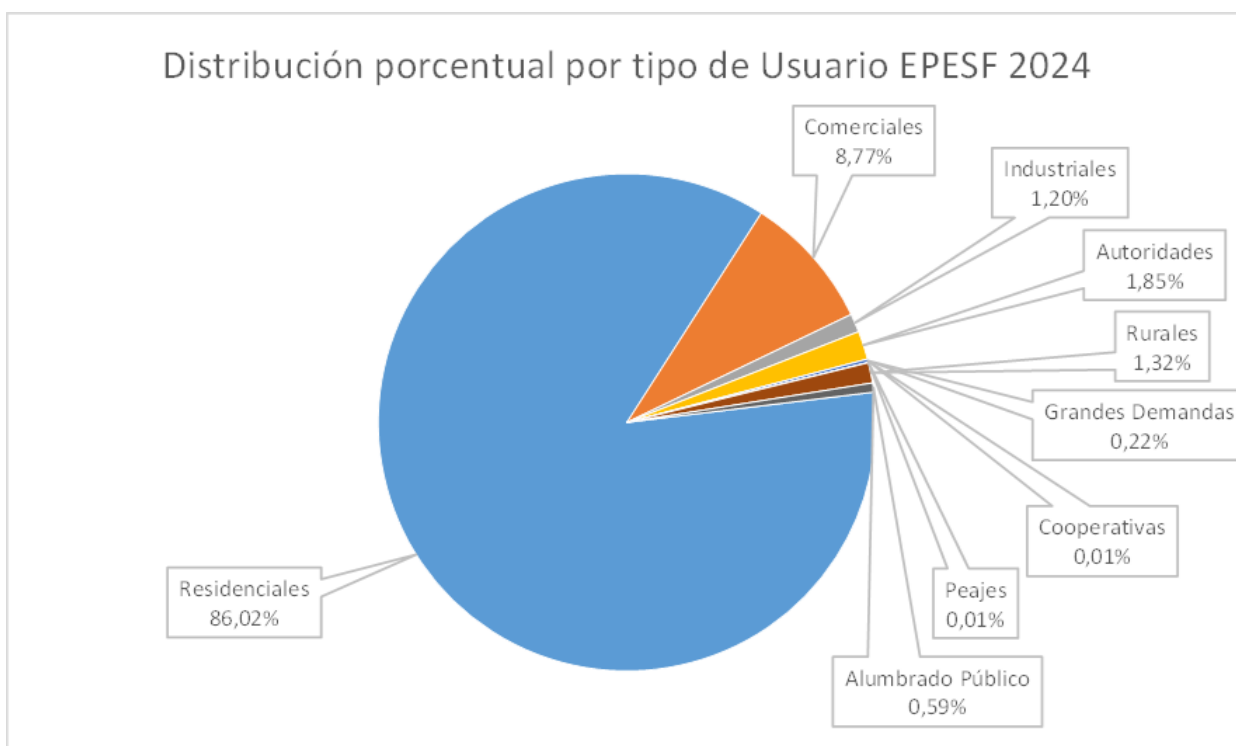
MES	CENTRALES TÉRMICAS																Generación Térmica Total
	Venado Tuerto	Rafaela	Ceres	Villa Ocampo	Cañada de Gómez	Pérez	Avellaneda	Rufino	Brigadier López	Terminal 6 San Lorenzo	Renova	San Pedro Verde	Adecoagro	Venado Tuerto Biogas	Sorrento	Arroyo Seco	
ENE	0,4	0,0	0,2	0,5	2,4	5,3	4,1	0,4	1,4	54,4	25,3	0,6	0,6	0,9	0,5	0,0	97,0
FEB	1,7	0,6	0,9	3,0	10,5	11,0	3,9	1,8	14,3	48,0	11,4	0,7	0,8	0,9	-0,3	0,0	109,1
MAR	0,7	0,9	0,7	2,9	6,8	9,5	4,3	1,0	8,2	1,4	97,5	0,5	0,8	0,9	-0,2	0,0	136,0
ABR	0,0	0,0	0,0	-0,1	-0,1	0,0	4,2	0,0	-0,2	17,9	108,3	0,7	0,8	0,8	-0,2	0,0	132,0
MAY	1,5	1,3	0,1	9,4	19,8	20,1	4,4	2,0	19,6	34,6	53,1	0,9	0,6	1,3	-0,3	0,0	168,4
JUN	0,4	0,2	0,0	2,1	6,5	6,5	4,0	0,5	1,4	38,3	-0,3	0,9	0,6	1,1	2,1	0,0	64,4
JUL	1,0	0,8	0,0	4,1	9,3	9,1	4,1	1,3	14,3	40,7	3,8	0,8	0,6	1,2	-0,2	0,0	90,9
AGO	0,6	0,6	0,0	3,4	5,6	7,8	4,3	0,6	13,7	45,0	3,3	0,9	0,2	1,1	-0,2	0,0	86,8
SEP	0,0	-0,1	0,0	0,0	1,4	2,1	4,2	0,0	6,8	45,3	103,1	0,8	0,2	1,2	-0,2	0,3	165,2
OCT	0,2	0,1	0,0	0,9	3,3	3,0	3,4	0,1	8,3	44,5	115,4	0,9	0,5	1,4	-0,2	4,6	186,1
NOV																	
DIC																	
TOTAL	6.4	4.3	2.0	26.2	65.6	74.3	40.8	7.6	87.8	370.1	520.9	7.8	5.5	10.9	0.7	5.0	1.235.8

Valores expresados en GWh.

Fuente: Área Administración del Mercado Eléctrico

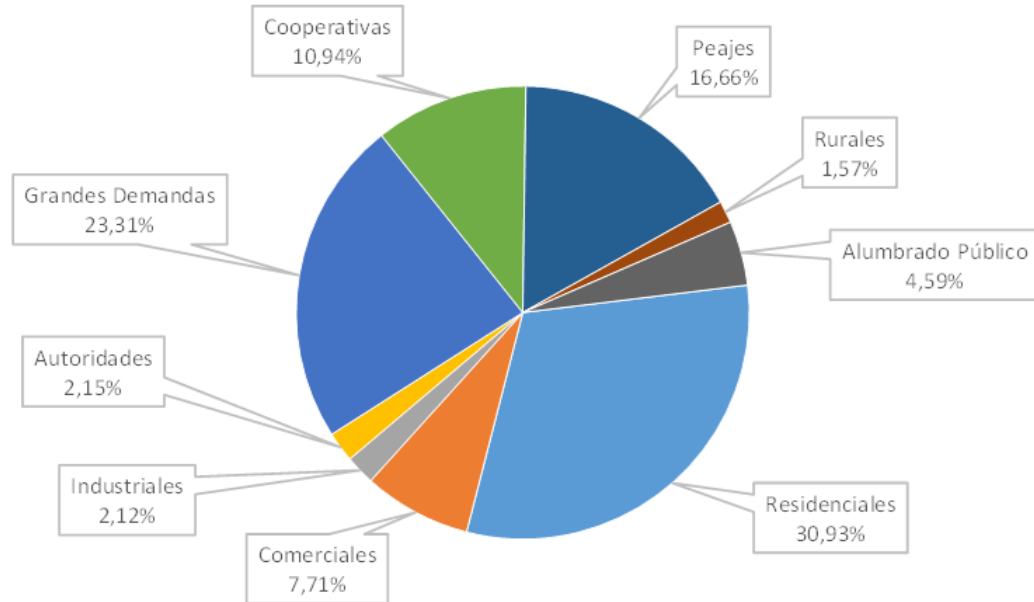
DISTRIBUCIÓN DE CANTIDAD DE USUARIOS POR TIPO, POR CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y POR FACTURACION

Los usuarios del servicio eléctrico que brinda la Empresa Provincial de la Energía de Santa Fe, pueden clasificarse según la cantidad, el consumo de energía y también según los montos facturados. A continuación, se presenta gráficamente cada categoría mencionada:



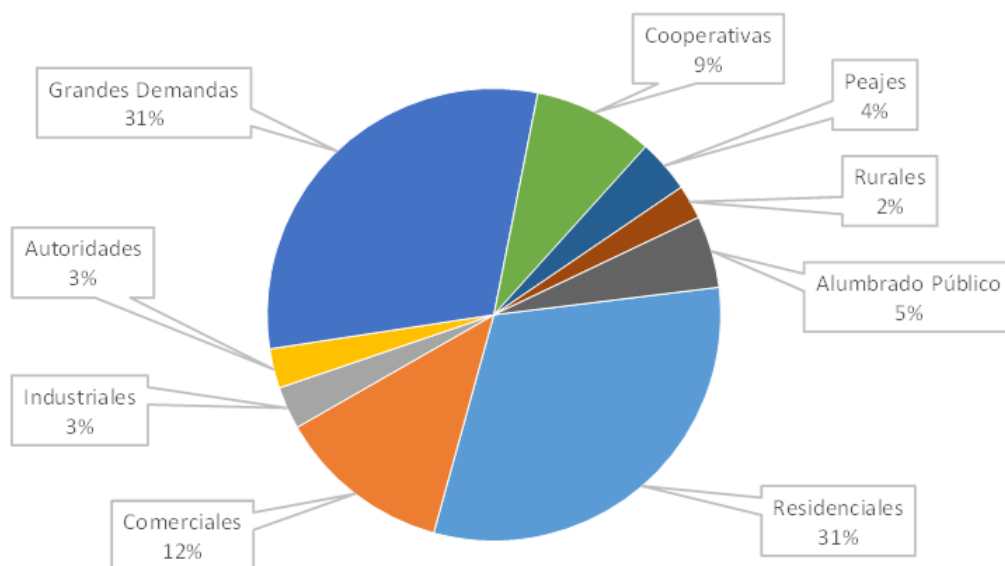
Fuente: Área Administración del Mercado Eléctrico

Distribución porcentual de consumo por tipo de Usuario EPESF 2024



Fuente: Área Administración del Mercado Eléctrico

Distribución porcentual de facturación por tipo de Usuario EPESF 2024



Fuente: Área Administración del Mercado Eléctrico

De estos gráficos puede apreciarse que el 86% de los usuarios son residenciales, que representan el 30,9% de la demanda total de energía y que el facturado a este segmento constituye el 31,2% del total de la EPE.

Un dato fundamental al momento del **análisis de los costos operativos** de la actividad de la distribución radica en la dispersión geográfica de los usuarios. A modo de ejemplo, podemos comparar a la EPE Santa Fe con otras distribuidoras de Argentina.

Empresa	Área	Total Usuarios	Dotación	Usuarios/km ²
	[km ²]			
EDENOR	4.637	3.255.800	4.668	702,1
EDESUR	3.304	2.634.187	4.236	797,3
EPESF	133.696	1.326.276	3.957	9,9

Fuente: ADEERA – Datos Característicos de Distribuidoras

DOTACION DE PERSONAL

La dotación actual de personal asciende a **3.957 trabajadores**, segmentados en **2.578 Agentes de Mantenimiento y Servicio (Manuales)** y **1.379 de Temática Administrativa**, representando alrededor del **65%** y el **35%** respectivamente. En base a los datos característicos e infraestructura de la Empresa, se obtiene una relación de 368 Usuarios por Agente para el año 2024.

En lo que respecta a la longitud de Líneas y Subestaciones a operar y mantener se obtiene una media de aproximadamente 22 kilómetros de líneas por agente, teniendo en cuenta aquellos de Mantenimiento y Servicio (2.578).

Indudablemente, estos dos factores (el demográfico y la extensión de líneas) son determinantes para la definición de costos.

En este sentido puede observarse también de modo comparativo la situación de la EPESF.

	Total	Dotación	km de línea por agente
	km		
EDENOR	40.805,9	4.668	8,7
EDESUR	26.384,0	4.236	6,2
EPESF	54.478,1	3.957	13,8
EPEC	24.266,1	2.738	8,9

Fuente: ADEERA – Datos Característicos de Distribuidoras informe 2023

En relación a la energía anual operada por la Empresa Provincial de la Energía, respecto de la dotación de Agentes se obtiene un volumen de energía operada (enero a octubre) de **2,52 GWh por agente**.

En el contexto de las Empresas Distribuidoras de Energía de la República Argentina, la EPESF es la Empresa con mayor infraestructura en kilómetros de Líneas y cantidad de Subestaciones de Transformación MT/BT del país y la tercera en cantidad de Usuarios, Potencia registrada y Energía Demandada detrás de EDENOR y EDESUR (Fuente ADEERA)

CAPÍTULO II

CONSIDERACIONES GENERALES DEL SECTOR ELÉCTRICO NACIONAL SITUACIÓN DE LA EMPRESA PROVINCIAL DE LA ENERGÍA

Durante el año 2024, el sector de la Distribución de Energía Eléctrica en la República Argentina estuvo caracterizado por:

- La política de retiro de subsidios aportados por el Ministerio de Economía de la Nación sobre los precios de compra de energía eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista.
- La continuidad de la aplicación del Decreto Nacional N° 332/2022 por el cual se estableció un régimen de segmentación de subsidios a usuarios residenciales de los servicios públicos de energía eléctrica.

SITUACIÓN TARIFARIA DE LA EPE SANTA FE

En el presente año, y conforme las pautas establecidas por Resolución MDP 084/2024 del Ministerio de Desarrollo Productivo, la EPE realizó un ajuste de sus tarifas por adecuación del VAD (Valor Agregado de Distribución) de un 45,6% respecto de la Tarifa Promedio a valores vigentes al 28 de febrero de 2024.

Asimismo, en la Resolución mencionada se autorizaba la aplicación de un Índice Ponderado (IP), con el objeto de reajustar el VAD a partir del mes de junio de 2024 en forma bimestral. El Índice Ponderado contemplaba la variación de costos a través del IPIM (índice de precios internos al por mayor) y del IS (índice de actualización salarial). Ambos indicadores son publicados por el Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (INDEC).

En base a la aplicación bimestral del Índice de Ponderación de Costos, en los meses de junio, agosto y octubre del corriente, la tarifa promedio, por adecuación del VAD, resultó en un incremento del 1,3% adicional respecto del ajuste solicitado en la Audiencia Pública celebrada el 9 de febrero de 2024.

Otro dato importante tiene que ver con el crecimiento de 11% (que muestra interanualmente) la compra de energía en el Mercado Eléctrico Mayorista respecto del Valor Agregado de Distribución.

	Compra de Energía	VAD
Noviembre 2023	57%	43%
Noviembre 2024	68%	32%

POLITICA TARIFARIA

La política tarifaria del servicio público de distribución de energía debe fundamentarse en determinar tarifas justas y asequibles para todos los sectores de la sociedad, preservando el poder adquisitivo de las familias santafesinas y la competitividad del sector productivo. A su vez, orientadas en términos económicos al uso eficiente del

Variación Acumulada de Índices Económicos vs Tarifa Promedio - Período Dic-2019 a Ene-2024

Legend:

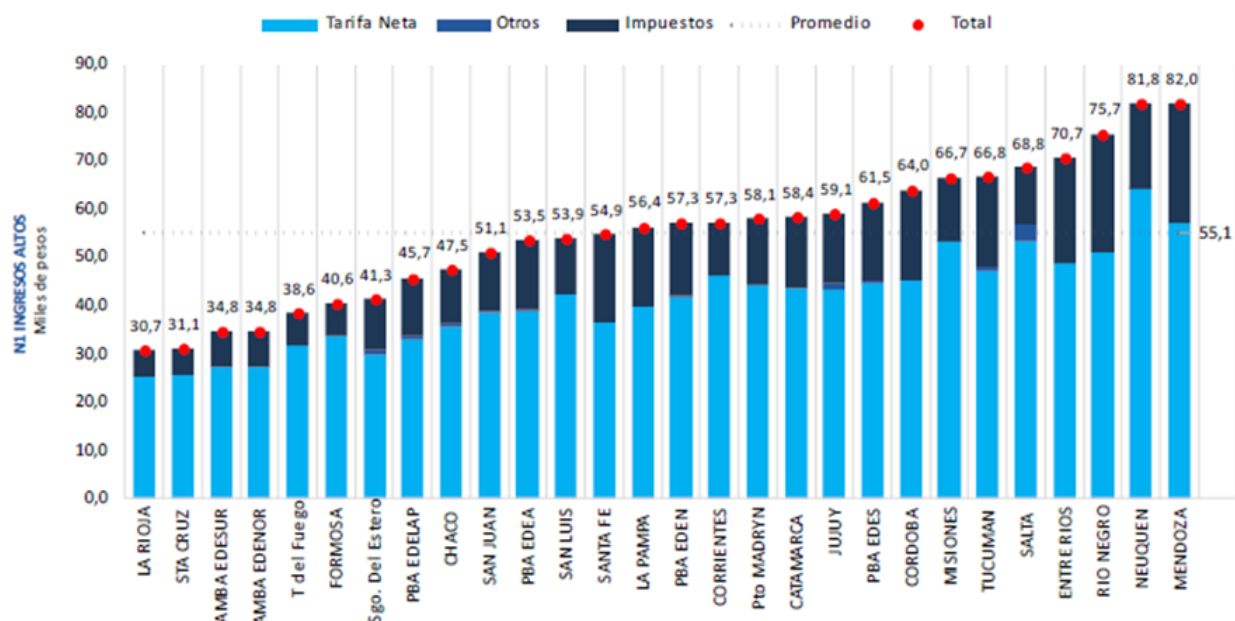
- IPC %
- Salarios %
- Tarifa Residencial Promedio
- Tarifa Comercial Promedio
- Tarifa EPE Promedio

The chart displays the cumulative variation of five economic indicators over time. The Y-axis represents the percentage variation, ranging from 0% to 1400% in increments of 200%. The X-axis shows monthly intervals from December 2019 to January 2024. The IPC % (green dashed line with dots) shows the highest cumulative increase, reaching approximately 1050% by January 2024. The Salarios % (orange solid line) follows a similar trend, reaching about 800%. The Tarifa EPE Promedio (red dashed line) and Tarifa Comercial Promedio (grey dotted line) show moderate increases, both reaching around 450%. The Tarifa Residencial Promedio (black dashed line) shows the lowest cumulative increase, reaching approximately 400%.

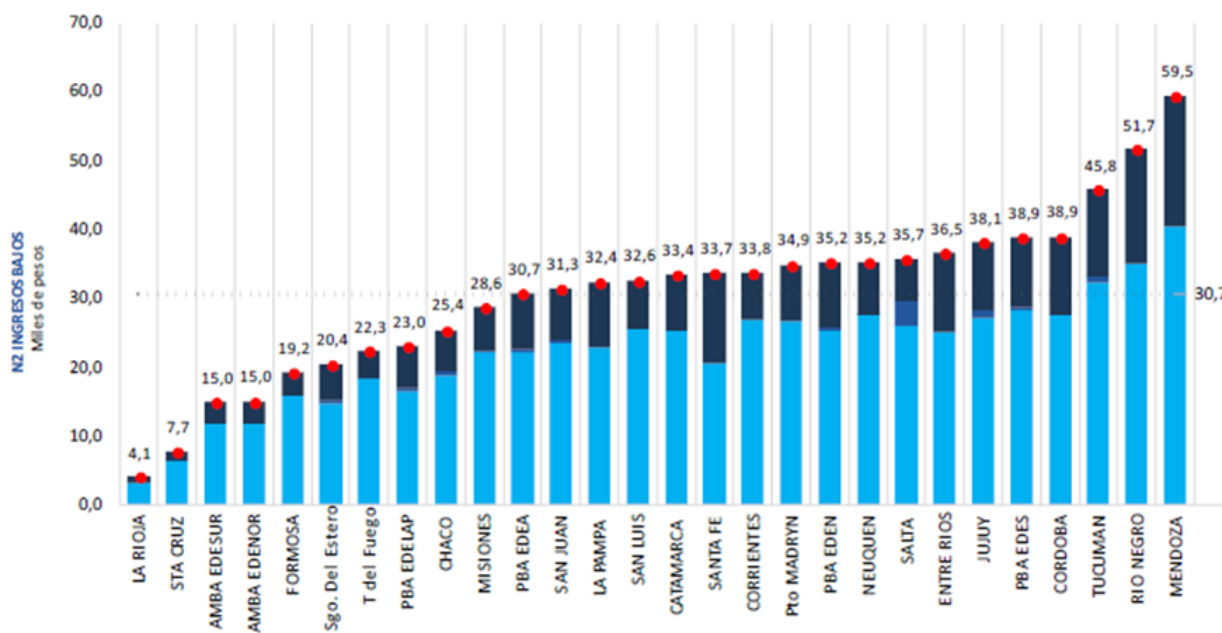
Month	IPC %	Salarios %	Tarifa Residencial Promedio	Tarifa Comercial Promedio	Tarifa EPE Promedio
dic/19	0	0	0	0	0
ene/20	0	0	0	0	0
feb/20	0	0	0	0	0
mar/20	0	0	0	0	0
abr/20	0	0	0	0	0
may/20	0	0	0	0	0
jun/20	0	0	0	0	0
jul/20	0	0	0	0	0
ago/20	0	0	0	0	0
sep/20	0	0	0	0	0
oct/20	0	0	0	0	0
nov/20	0	0	0	0	0
dic/20	0	0	0	0	0
ene/21	0	0	0	0	0
feb/21	0	0	0	0	0
mar/21	0	0	0	0	0
abr/21	0	0	0	0	0
may/21	0	0	0	0	0
jun/21	0	0	0	0	0
jul/21	0	0	0	0	0
ago/21	0	0	0	0	0
sep/21	0	0	0	0	0
oct/21	0	0	0	0	0
nov/21	0	0	0	0	0
dic/21	0	0	0	0	0
ene/22	0	0	0	0	0
feb/22	0	0	0	0	0
mar/22	0	0	0	0	0
abr/22	0	0	0	0	0
may/22	0	0	0	0	0
jun/22	0	0	0	0	0
jul/22	0	0	0	0	0
ago/22	0	0	0	0	0
sep/22	0	0	0	0	0
oct/22	0	0	0	0	0
nov/22	0	0	0	0	0
dic/22	0	0	0	0	0
ene/23	0	0	0	0	0
feb/23	0	0	0	0	0
mar/23	0	0	0	0	0
abr/23	0	0	0	0	0
may/23	0	0	0	0	0
jun/23	0	0	0	0	0
jul/23	0	0	0	0	0
ago/23	0	0	0	0	0
sep/23	0	0	0	0	0
oct/23	0	0	0	0	0
nov/23	0	0	0	0	0
dic/23	0	0	0	0	0
ene/24	0	0	0	0	0

Es importante destacar que, la Empresa Provincial de la Energía de Santa Fe cuenta con un segmento de usuarios con Tarifa Social que permite el acceso a la energía a valores asequibles para los sectores más vulnerables de la sociedad.

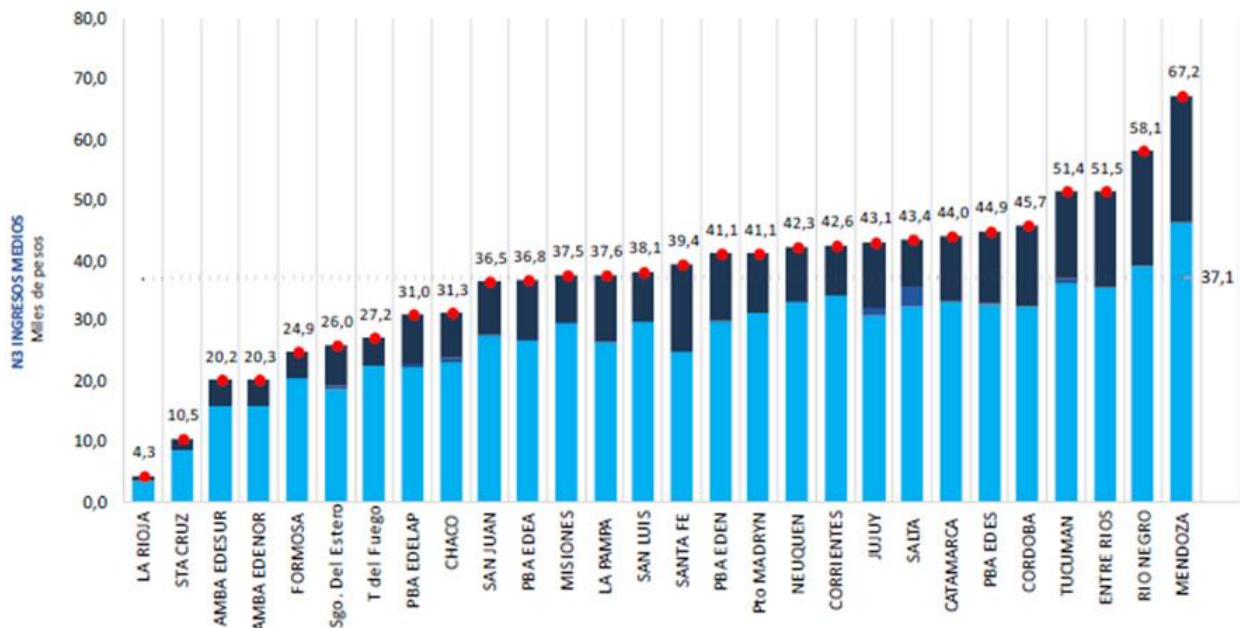
En el contexto nacional, pueden observarse los montos de facturas para usuarios residenciales N1, N2 y N3 con impuestos y sin descuentos para un consumo de 265 kWh/mes a noviembre de 2024.



Fuente: Instituto Interdisciplinario de Economía Política (IIEP) de la UBA y el Conicet



Fuente: Instituto Interdisciplinario de Economía Política (IIEP) de la UBA y el Conicet



Fuente: Instituto Interdisciplinario de Economía Política (IIEP) de la UBA y el Conicet

En los tres gráficos precedentes podemos apreciar que para el caso de usuarios residenciales de Nivel 1 (Ingresos Altos), EPE está por debajo del promedio nacional y, tanto para el caso de usuarios residenciales de Nivel 2 (Ingresos Bajos) y Nivel 3 (Ingresos Medios), EPE está en el mismo nivel de precios que el promedio nacional.

En lo referente a nivel regional, se muestra a continuación la comparación de Tarifas vigentes a Octubre de 2024 de la EPE con las correspondientes a las Provincias de la Región Centro de la República Argentina: EPEC (Empresa Provincial de Energía de Córdoba) y ENERSA (Energía de Entre Ríos S.A.).

En los cuadros a continuación se evalúa la tarifa de cada Distribuidora comparada con la EPE, observándose en **verde** los porcentajes en los que las tarifas de referencia resultan más elevadas y en **negro** los casos inversos

Usuarios Residenciales N1

CONSUMO	EPESF	EPEC vs EPESF		ENERSA vs EPESF	
200	\$ 35.367	\$ 39.563	12%	\$ 51.956	47%
300	\$ 55.474	\$ 68.440	23%	\$ 77.933	40%
400	\$ 78.547	\$ 92.878	18%	\$ 113.769	45%
500	\$ 102.568	\$ 117.316	14%	\$ 147.705	44%
700	\$ 149.389	\$ 166.192	11%	\$ 218.807	46%
1100	\$ 243.618	\$ 293.835	21%	\$ 379.719	56%
1700	\$ 383.131	\$ 496.509	30%	\$ 610.146	59%
3000	\$ 703.349	\$ 879.604	25%	\$ 1.109.406	58%

Fuente: Área Administración del Mercado Eléctrico

Usuarios Residenciales N2

CONSUMO	EPESF	EPEC vs EPESF		ENERSA vs EPESF	
200	\$ 19.363	\$ 21.717	12%	\$ 26.096	35%
300	\$ 31.468	\$ 40.461	29%	\$ 39.144	24%
400	\$ 46.540	\$ 55.357	19%	\$ 57.144	23%
500	\$ 62.559	\$ 70.253	12%	\$ 75.550	21%
700	\$ 93.375	\$ 100.044	7%	\$ 114.783	23%
1100	\$ 187.604	\$ 217.016	16%	\$ 272.228	45%
1700	\$ 327.117	\$ 402.192	23%	\$ 502.655	54%
3000	\$ 647.335	\$ 754.829	17%	\$ 1.001.915	55%

Fuente: Área Administración del Mercado Eléctrico

Usuarios Residenciales N3

CONSUMO	EPESF	EPEC vs EPESF		ENERSA vs EPESF	
200	\$ 22.919	\$ 26.052	14%	\$ 36.163	58%
300	\$ 36.802	\$ 47.143	28%	\$ 54.244	47%
400	\$ 53.651	\$ 64.298	20%	\$ 79.188	48%
500	\$ 71.448	\$ 81.453	14%	\$ 104.477	46%
700	\$ 118.269	\$ 127.477	8%	\$ 175.579	48%
1100	\$ 212.498	\$ 246.028	16%	\$ 335.050	58%
1700	\$ 352.011	\$ 433.794	23%	\$ 565.478	61%
3000	\$ 672.229	\$ 790.939	18%	\$ 1.064.737	58%

Fuente: Área Administración del Mercado Eléctrico

Usuarios Comerciales

CONSUMO	EPESF	EPEC vs EPESF		ENERSA vs EPESF	
400	\$ 98.155	\$ 115.493	18%	\$ 95.538	-3%
800	\$ 187.603	\$ 226.856	21%	\$ 194.321	4%
1800	\$ 401.662	\$ 509.770	27%	\$ 512.910	28%
3000	\$ 678.335	\$ 849.267	25%	\$ 895.217	32%
5000	\$ 1.092.582	\$ 1.408.208	29%	\$ 1.532.396	40%
8000	\$ 1.739.190	\$ 2.246.620	29%	\$ 2.488.163	43%
10000	\$ 2.154.349	\$ 2.805.562	30%		

Fuente: Área Administración del Mercado Eléctrico

Usuarios Industriales

CONSUMO	EPESF	EPEC vs EPESF		ENERSA vs EPESF	
500	\$ 115.793	\$ 142.468	23%	\$ 89.588	-23%
1000	\$ 219.867	\$ 283.438	29%	\$ 196.164	-11%
2400	\$ 494.736	\$ 679.518	37%	\$ 535.237	8%
3500	\$ 736.539	\$ 989.002	34%	\$ 801.652	9%
5000	\$ 1.027.947	\$ 1.408.208	37%	\$ 1.164.944	13%
8000	\$ 1.635.408	\$ 2.246.620	37%	\$ 1.891.530	16%
10000	\$ 2.024.470	\$ 2.805.562	39%	\$ 2.375.920	17%

Fuente: Área Administración del Mercado Eléctrico

Grandes Usuarios - Tarifa T2

TARIFA	POTENCIA [kW]	Rel. P/FP	F.U.	EPESF	EPEC vs EPESF		ENERSA vs EPESF	
2 B1	60	0,7	0,5	171,861	192,253	12%	207,026	20%
2 B2	300	0,8	0,5	172,850	200,295	16%	204,044	18%
2M31	200	0,2	0,4	136,000	158,610	17%	162,039	19%
2M32	800	0,6	0,7	130,748	146,373	12%	141,701	8%
2 A2	5000	1,0	0,8	110,507	120,205	9%	117,329	6%

Fuente: Área Administración del Mercado Eléctrico

Grandes Usuarios - Tarifa T6

TARIFA	POTENCIA [kW]	Rel. P/FP	F.U.	EPESF	EPEC vs EPESF		ENERSA vs EPESF	
6 B1	100	0,7	0,6	56,663	79,589	40%	81,618	44%
6 B2	300	0,8	0,6	58,020	82,993	43%	81,012	40%
6M31	200	0,2	0,4	36,449	62,414	71%	57,219	57%
6M32	1500	0,6	0,6	32,651	54,213	66%	39,242	20%
6 A2	5000	1,0	0,8	7,227	19,480	170%	8,709	20%

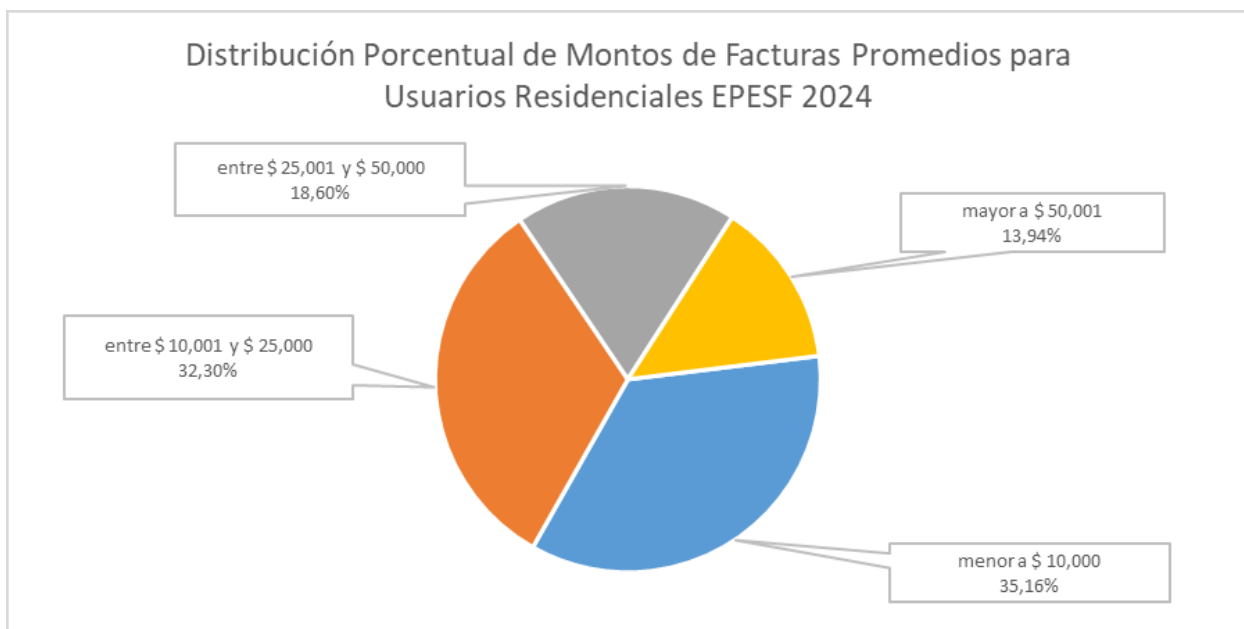
Fuente: Área Administración del Mercado Eléctrico

De los cuadros anteriores se puede apreciar que actualmente, las tarifas de la Empresa

Provincial de la Energía de Santa Fe resultan ser más bajas (prácticamente en todos sus segmentos tarifarios) en relación a las empresas de la Región Centro.

Tomando en consideración la facturación total anual de los usuarios residenciales y haciendo un promedio mensual de ésta facturación resulta:

- 35,2% tiene una factura mensual promedio por el consumo de Energía Eléctrica inferior a los \$ 10.000.
- 32,3% tiene una factura mensual promedio por el consumo de Energía Eléctrica entre \$ 10.000 y \$ 25.000.
- 18,6% tiene una factura mensual promedio por el consumo de Energía Eléctrica entre \$ 25.000 y \$ 50.000.
- 13,9% tiene facturación mensual superior a los \$ 50.000 mensuales.



Fuente: Área Gestión de Usuarios – Año 2024

Del gráfico anterior puede observarse que casi el 70% del total de los usuarios residenciales, tienen una factura mensual inferior a los \$ 25.000.-

CAPÍTULO III

ESTRUCTURA DE COSTOS

Para la determinación de los precios, que conformarán el Cuadro Tarifario de la EPE, resulta necesario determinar los gastos e inversiones que demanda el servicio como así también el análisis de las características de los consumidores a los que se les presta el servicio.

Las variaciones de los principales gastos e inversiones, son:

- Compra de energía eléctrica (costo de abastecimiento).
- Plan de inversión en obras.
- Operación y Mantenimiento, Materiales, Servicios y Bienes de Capital.
- Costos laborales.
- Contribuciones, tasas, impuestos e indemnizaciones.

✓ **Compra de energía eléctrica**

Se corresponde con los costos de adquisición de la energía eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista conforme los precios vigentes de la última programación estacional publicada (Noviembre 2024 – Abril 2025).

Para su determinación, se tomaron en cuenta indicadores económicos, series históricas, temperaturas medias esperadas, y un crecimiento de la demanda proyectada de consumo de energía eléctrica del orden de 2,19%.

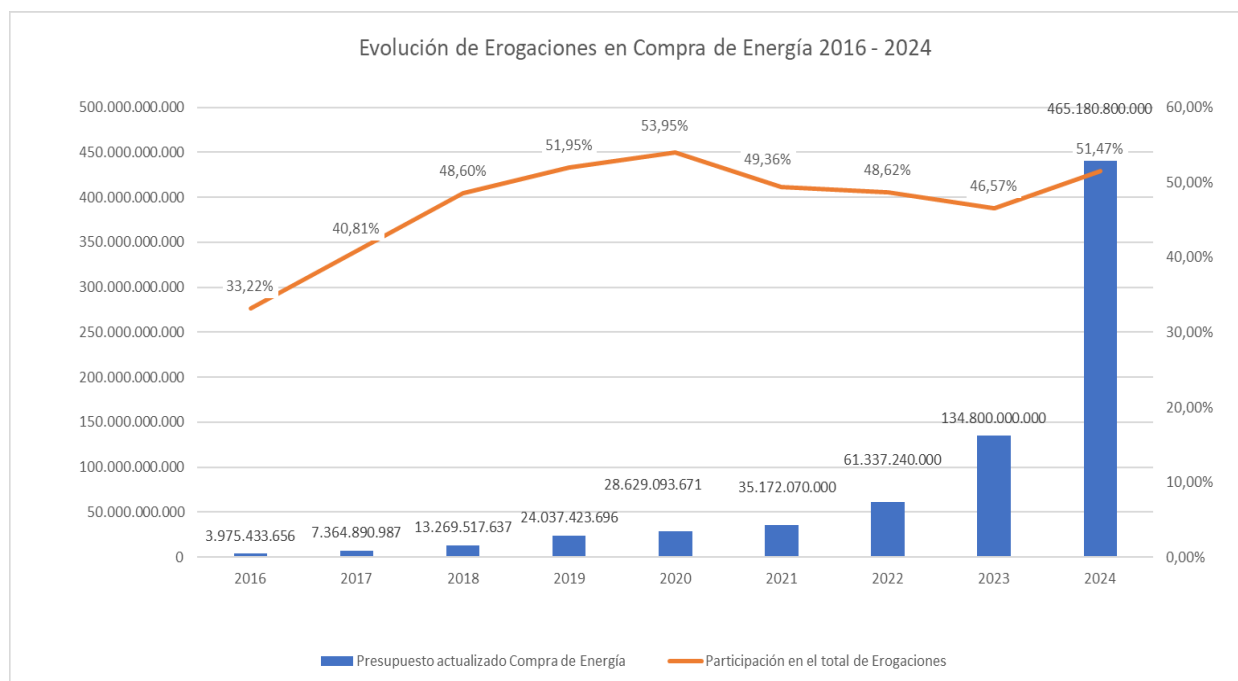
A su vez, la incidencia porcentual de pérdidas se ha calculado en el orden del **8,42%** para Pérdidas Reconocidas y **7,44%** para Pérdidas No Reconocidas. El resultado total de Pérdidas Totales de la EPE se proyecta en el orden del **15,86%**.

En este contexto, en el proyecto de presupuesto 2025, la Compra de Energía asciende a \$ 872.464.498.000.-

Sin perjuicio de lo anterior, este monto puede modificarse en el marco de los precios reales que tenga la generación y de la política de quita de subsidios implementada por la Secretaría de Energía de la Nación.

Es importante remarcar que este concepto de compra de energía no tiene impacto en el VAD pero si en la tarifa final, dado que el mismo debe ser trasladado como incremento del costo de abastecimiento (pass through). A nivel presupuestario, cualquier cambio en este sentido se reflejará en la pertinente modificación presupuestaria.

Se muestra a continuación la evolución y participación de las erogaciones en Compra de Energía, en la serie de los años 2016 a 2024



Fuente: Gerencia de Administración

✓ Plan de inversión en Obras

El Proyecto de Presupuesto 2025 aprobado prevé ejecución de Trabajos Públicos (Obras-Fuente 201) por un monto de **\$ 64.205.472.000,00**. Este monto no incluye obras menores.

Sin embargo, cuando se hace extensivo al resto de las fuentes presupuestarias el monto total asciende a **\$98.449.401.000**.

Este valor tiene que ser asignado tanto a las obras en ejecución (plan plurianual) como así también a aquellas que se encuentran en proceso de licitación.

La distribución en ambos casos resulta:

EN EJECUCIÓN	INVERSIÓN PREVISTA	PARTICIPACIÓN
OBRAS AT	\$28.303.965.000,00	34,62 %
OBRAS MT Y BT	\$23.887.293.000,00	29,22 %
REMODELACIÓN DE REDES RURALES	\$9.657.601.000,00	11,81 %
VARIOS	\$19.219.528.000,06	23,51 %
REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS	\$620.323.000,00	0,76 %

TELESUPERVISIÓN	\$57.458.999,88	0,07 %
TOTAL OBRAS EN EJECUCIÓN	\$81.746.168.999,94	100,00 %

EN TRÁMITE DE LICITACIÓN	INVERSIÓN PREVISTA	PARTICIPACIÓN
OBRAS AT	\$6.000.012.000,00	35,92 %
OBRAS MT Y BT	\$24.000,00	0,00 %
REMODELACIÓN DE REDES RURALES	\$5.387.901.000,00	32,26 %
VARIOS	\$2.901.355.000,00	17,37 %
REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS	\$2.413.940.000,41	14,45 %
TOTAL OBRAS EN TRAMITE DE LICITACIÓN	\$16.703.232.000,41	100,00 %

Fuente: Gerencia de Infraestructura

El Plan de Obras alcanza diversos destinos y objetivos como, por ejemplo:

- La atención del incremento de la demanda tendencial.
- La mejora en la confiabilidad y flexibilidad en la operación de las instalaciones, y en la operatividad de los sistemas de protección.
- El aseguramiento del abastecimiento en situaciones de contingencia.
- La atención de la inserción de demanda extra tendencial asociada a emprendimientos inmobiliarios.
- La disminución de la frecuencia y duración de las interrupciones del servicio.
- La mejora de los perfiles de tensión.

A su vez, comprende:

- Construcción y adecuaciones de Estaciones Transformadoras, Centros de Distribución y Sub Estaciones Transformadoras.
- Construcción de Líneas Aéreas de M.T., B.T. e instalaciones subterráneas.
- Telesupervisión de Estaciones de Rebaje y Centros de Distribución remotos.

Materiales y servicios (GA)

En el Proyecto de Presupuesto 2025, las necesidades de materiales (bienes de consumo) y servicios (comunicaciones, alquileres, vigilancia, etc.) para el mantenimiento y reparación del se estimaron en **\$ 95.172.771.000**. Este número surge en base a las necesidades y planes de mantenimiento para la prestación del servicio.

A continuación, se resumen las erogaciones previstas para las partidas referidas:

CLASIFICACIÓN	PRESUPUESTO (\$)
Materiales para el mantenimiento del servicio eléctrico	\$ 33.941.754.000

Servicios para el Mantenimiento y reparaciones del servicios	\$ 24.776.791.000
Otros Servicios (comunicaciones, alquileres, vigilancia, servicios comerciales y financieros, servicios técnicos, etc)	\$ 36.454.226.000
TOTAL	\$ 95.172.771.000

Fuente: Gerencia de Administración

En lo que refiere a Materiales, puede observarse a continuación el siguiente detalle:

Materiales Mantenimiento Servicio Eléctrico	Transmisión	Distribución	Comercialización	Administración	Total
	\$ 3.837.307.967	\$ 24.594.270.713	\$ 1.581.186.476	\$ 3.928.988.843	\$ 33.941.754.000
Elem y mat. de limpieza y menaje	\$ 223.693	\$ 4.176.799	\$ 5.744.542	\$ 3.701.966	\$ 13.847.000
Utiles de escritorio y oficina	\$ 63.147	\$ 3.880.536	\$ 2.908.393	\$ 3.147.925	\$ 10.000.000
Utiles y mat. de computación	\$ 166.155	\$ 80.479.115	\$ 76.358.551	\$ 238.996.179	\$ 396.000.000
Mat. mmto. Líneas y Redes	\$ 584.011.995	\$ 15.729.475.801	\$ 869.001.802	\$ 891.591.402	\$ 18.074.081.000
Mat. mmto. Líneas y Redes (EPE Social: Reducción Pérdidas no Técnicas)	\$ 11.438.493	\$ 308.078.426	\$ 17.020.320	\$ 17.462.761	\$ 354.000.000
Mat. mmto. Transformadores	\$ 233.249	\$ 1.702.691	\$ 7.044	\$ 57.015	\$ 2.000.000
Mat.y rep. Equipos de generación	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Mat. mmto. y rep. para ET y CD	\$ 2.789.945.439	\$ 6.706.623.109	\$ 173.805.558	\$ 20.645.894	\$ 9.691.020.000
Mat. y rep.p/Imprevistos del Serv. Eléctrico	\$ 7.512.155	\$ 38.876.542	\$ 5.381.556	\$ 2.929.747	\$ 54.700.000
Mat.y rep. para Medidores y Equipos de medición	\$ 45.764.029	\$ 28.066.534	\$ 23.684.614	\$ 5.484.822	\$ 103.000.000
Mat.y rep. p/ Medios de Transporte	\$ 10.560.946	\$ 80.982.152	\$ 49.360.295	\$ 141.096.607	\$ 282.000.000
Mat. y rep. p/ Equip. de Comunic.	\$ 0	\$ 16.532.740	\$ 9.382.559	\$ 2.399.083.701	\$ 2.424.999.000
Mat. y rep. p/ Equip. de Comunic. (EPE Digital)	\$ 0	\$ 511.322	\$ 74.198.496	\$ 290.182	\$ 75.000.000
Mat.mmto. edificios	\$ 140.846	\$ 17.801.879	\$ 19.876.318	\$ 9.580.956	\$ 47.400.000
Materiales. Mmto. Bs. Uso Vs.	\$ 24.116	\$ 322.212	\$ 84.797	\$ 68.875	\$ 500.000
Insumos Varios de talleres	\$ 0	\$ 3.066.541	\$ 40.276.601	\$ 64.381.858	\$ 107.725.000
Mat.y rep. varios	\$ 93.411.111	\$ 53.169.511	\$ 3.613.618	\$ 15.881.761	\$ 166.076.000

Elementos de Seguridad Personal	\$ 293.469.259	\$ 1.518.747.995	\$ 210.235.455	\$ 114.453.291	\$ 2.136.906.000
Varios	\$ 343.334	\$ 1.776.807	\$ 245.958	\$ 133.901	\$ 2.500.000

Fuente: Gerencia de Administración

Por su parte, en el ítem Servicios, puede vislumbrarse el siguiente detalle:

Servicios para Mantenimiento y Reparación del Servicio Eléctrico	Transmisión	Distribución	Comercialización	Administración	Total
	\$ 4.942.912.849	\$ 13.116.367.123	\$ 3.267.395.179	\$ 3.337.294.086	\$ 24.776.791.000
Serv. mmto. Edificios	\$ 32.214.149	\$ 281.541.449	\$ 723.117.172	\$ 388.369.229	\$ 1.425.242.000
Mmto. y reparac. de Veredas	\$ 0	\$ 683.052.000	\$ 0	\$ 0	\$ 683.052.000
Serv. de mmto. y reparac. Medios de Transporte	\$ 13.388.111	\$ 378.243.069	\$ 405.811.645	\$ 934.764.174	\$ 1.732.207.000
Serv. mmto. y rep. Equip informáticos y de oficina	\$ 0	\$ 0	\$ 5.355.053	\$ 84.644.947	\$ 90.000.000
Serv. mmto. y reparac. Bs de Uso varios	\$ 19.672.926	\$ 44.584.104	\$ 16.737.849	\$ 43.005.121	\$ 124.000.000
Serv. mmto. y reparac. Equip de Comunicación	\$ 0	\$ 0	\$ 19.099.747	\$ 301.901.253	\$ 321.001.000
Servicio de Limpieza y Maestranza	\$ 431.866.850	\$ 3.458.180	\$ 1.308.126.672	\$ 1.016.548.298	\$ 2.760.000.000
Serv. mmto. y reparac. para Generación	\$ 0	\$ 414.443.269	\$ 0	\$ 47.040.731	\$ 461.484.000
Serv. mmto. y reparac. de ET y CD	\$ 0	\$ 21.389.829	\$ 0	\$ 16.714.171	\$ 38.104.000
Serv. mmto. y reparac. Transf.	\$ 3.514.192.372	\$ 1.740.001.628	\$ 9.728.708	\$ 0	\$ 5.254.194.000
Serv. mmto. y reparac. Líneas y redes	\$ 497.923.409	\$ 3.755.367.605	\$ 9.185.454	\$ 17.718.531	\$ 4.280.195.000
Serv. mmto. y reparac. Medidores y Eq. de Med.	\$ 0	\$ 1.158.433	\$ 6.603.567	\$ 0	\$ 7.762.000
Contratac. p/Imprevistos del Serv. Eléctrico	\$ 250.113.682	\$ 1.886.372.082	\$ 4.613.978	\$ 8.900.259	\$ 2.150.000.000
Serv. de Poda y desmalezamiento	\$ 0	\$ 3.562.836.249	\$ 6.381.545	\$ 332.206	\$ 3.569.550.000
Compras menores - Servicios	\$ 183.541.349	\$ 343.919.227	\$ 752.633.788	\$ 477.355.165	\$ 1.880.000.000

Fuente: Gerencia de Administración

Finalmente, en el ítem Otros Servicios, el desagregado es el siguiente:

Otros Servicios	Transmisión	Distribución	Comercialización	Administración	Total
	\$ 3.558.966.926	\$ 6.668.781.498	\$ 9.256.177.164	\$ 14.593.979.886	\$ 36.454.226.000

Servicio Teléfono - Correo - Distribución Facturas	\$ 193.792.329	\$ 363.127.481	\$ 504.015.959	\$ 794.669.185	\$ 1.985.000.000
Servicio de Comunicaciones (EPE Digital)	\$ 7.712.642	\$ 14.451.925	\$ 20.059.073	\$ 31.626.633	\$ 79.000.000
Alquileres y Derechos	\$ 100.264.343	\$ 187.875.024	\$ 260.767.955	\$ 411.146.223	\$ 1.027.000.000
Servicios Técnicos y Profesionales	\$ 636.139.477	\$ 1.191.996.234	\$ 1.654.474.407	\$ 2.608.567.856	\$ 6.515.928.000
Servicio de Computación (EPE Digital)	\$ 37.977.439	\$ 71.162.010	\$ 98.771.893	\$ 155.731.140	\$ 389.000.000
Servicios Comerciales y Financieros	\$ 1.328.319.692	\$ 2.489.001.434	\$ 3.454.699.819	\$ 5.446.937.627	\$ 13.605.877.000
Publicidad y Propaganda	\$ 26.670.120	\$ 49.974.391	\$ 69.363.768	\$ 109.364.095	\$ 273.180.000
Viáticos y Gastos de Viaje	\$ 273.359.456	\$ 512.220.125	\$ 710.954.501	\$ 1.120.943.939	\$ 2.800.000.000
Servicio de Vigilancia y Otros	\$ 954.731.429	\$ 1.788.972.874	\$ 2.483.069.788	\$ 3.914.993.188	\$ 9.779.241.000

Fuente: Gerencia de Administración

✓ Costos laborales

En lo que refiere a Gastos en Personal, en el Proyecto de Presupuesto 2025, las erogaciones se estimaron de acuerdo a las Pautas fijadas por el Ministerio de Economía. Teniendo en cuenta la escala salarial vigente al momento de la presentación del Proyecto, sumó **\$ 166.162.502.000**.

Aquí, no se previó la creación neta de cargos como así tampoco los ajustes salariales que surjan de las futuras negociaciones.

A continuación, se resumen las partidas que componen los costos laborales:

PARTIDAS	Monto
RETRIBUCIONES, COMPLEMENTOS, SERVICIOS EXTRAORDINARIOS, OTROS	128.431.636.000
S.A.C.	7.885.105.000
CONTRIBUCIONES PATRONALES	29.674.772.000
ASIGNACIONES FAMILIARES	170.989.000
TOTAL	166.162.502.000

Fuente: Gerencia de Recursos Humanos

En la tabla siguiente puede observarse como fue la evolución del incremento de la canasta básica acumulada desde el 2016 (base de cálculo), respecto del incremento surgido de la política salarial EPE acumulada en el mismo período.

Año	% Incremento Canasta Básica Total Acumulado	% Incremento Canasta Básica Total Acumulado	% Incremento Política Salarial EPE	% Incremento Política Salarial EPE Acumulado
2016	base			
2017	26,8%	26,8%	25,0%	25,0%
2018	52,9%	93,9%	45,5%	81,9%
2019	52,8%	196,2%	47,4%	168,1%
2020	39,1%	312,1%	21,3%	225,2%
2021	85,7%	665,2%	52,0%	394,3%
2022	100,3%	1432,7%	102,0%	898,4%
2023	225,1%	4883,0%	131,3%	2209,4%
2024	99,0%	9816,1%	122,8%	5046,3%

Fuente: Gerencia de Recursos Humanos
2024 Canasta Básica a octubre 2024 – Política Salarial a Diciembre 2024

Contribuciones, tasas, impuestos e indemnizaciones (GA)

Para el Proyecto de Presupuesto 2025, se prevé \$ **151.102.497.000.** en concepto de contribuciones, tasas, impuestos e indemnizaciones, según el siguiente detalle:

CLASIFICACIÓN	MONTO (\$)
Impuestos a los Débitos y Créditos, Impuesto a la Ganancias y Contribuciones Varias	20,250,000,000
Impuesto a los Ingresos Brutos	22,300,000,000
IVA e IVA Percepción	70,836,645,000
Trasferencias 6% a Municipios y Comunas	30,000,000,000
Multas, indemnizaciones y bonificaciones a clientes	1,653,726,000
Energías Renovables y Transferencias para Electrificación Rural	1,913,833,000
Amortización de deuda	4,148,293,000
TOTAL	151,102,497,000

Fuente: Gerencia de Administración

CAPÍTULO IV

VARIACIONES DE COSTOS DE BIENES Y SERVICIOS DURANTE EL AÑO 2024

A los efectos de reflejar la incidencia de la inflación ocurrida sobre materiales y servicios que se constituyen en insumos necesarios para la prestación del servicio público de electricidad, se detallan a continuación las variaciones interanuales relevadas de un conjunto de ellos.

Variación interanual ocurrida en materiales:

MATERIALES EVOLUCIÓN DE PRECIOS							
ID	ANEXO 1 - Texto breve de material/servicio	Moneda de Licitación	Un	Nov 23 Us\$ = \$ 360,50 (Divisa)	Oct 24 Us\$ = 992 (Divisa)	Variación en \$ Nov. 2023 - Oct. 2024	% por tipo
100214	Transf Dist 13,2/0,400-0,231KV 160kVA	Us\$	pza	\$ 4.253.900,00	\$ 13.714.400,00	222,40 %	203,78%
100216	Transf Dist 13,2/0,400-0,231KV 315kVA	Us\$	pza	\$ 6.561.100,00	\$ 19.651.520,00	199,52 %	
100217	Transf Dist 13,2/0,400-0,231KV 630kVA	Us\$	pza	\$ 9.998.467,50	\$ 30.434.560,00	204,39 %	
100218	Transf Dist 13,2/0,400-0,231KV 1000kVA	Us\$	pza	\$ 12.545.400,00	\$ 45.792.453,87	265,01 %	
100223	Transf Dist 33/0,400-0,231KV 160kVA	Us\$	pza	\$ 5.832.890,00	\$ 16.258.880,00	178,74 %	
100225	Transf Dist 33/0,400-0,231KV 315kVA	Us\$	pza	\$ 7.876.925,00	\$ 23.748.480,00	201,49 %	
101021	Transf Dist 13,2/0,400-0,231KV 630kVA Llenado Integral	Us\$	pza	\$ 11.939.760,00	\$ 30.434.560,00	154,90 %	
100204	Transf Pot Reductor 33/13,2kv 2500kVA	Us\$	pza	\$ 13.536.775,00	\$ 115.468.800,00	753,00 %	677,13%
100206	Transf Pot Reductor 33/13,2kv 1600kVA	Us\$	pza	\$ 8.850.275,00	\$ 76.582.400,00	765,31 %	
100207	Transf Pot Reductor 33/13,2kv 5000kVA	Us\$	pza	\$ 24.315.725,00	\$ 149.074.784,00	513,08 %	
100230	Transf Monof Rural 7,62/0,231kv 5kVA	Us\$	pza	\$ 670.530,00	\$ 1.924.480,00	187,01 %	170,08%
100231	Transf Monof Rural 7,62/0,231kv 10kVA	Us\$	pza	\$ 847.175,00	\$ 2.208.192,00	160,65 %	
100236	Transf Trif Rural 13,2/0,4-0,231kv 16kVA	Us\$	pza	\$ 1.726.795,00	\$ 4.181.280,00	142,14 %	
100238	Transf Trif Rural 13,2/0,4-0,231kv 25kVA	Us\$	pza	\$ 2.038.627,50	\$ 5.517.504,00	170,65 %	
100239	Transf Trif Rural 13,2/0,4-0,231kv 40kVA	Us\$	pza	\$ 2.462.215,00	\$ 6.557.120,00	166,31 %	
100240	Transf Trif Rural 13,2/0,4-0,231kv 63kVA	Us\$	pza	\$ 3.046.225,00	\$ 8.947.840,00	193,74 %	
200051	Aceite Aislnte Equiv al YPF 64 Tamb 205L	Us\$	LT	\$ 1.423,98	\$ 3.697,61	159,67 %	159,67%
201992	Preensamblado Al 3x35+1x50+1x25mm2	Us\$	M	\$ 1.773,67	\$ 4.761,60	168,46 %	190,54%
201993	Preensamblado Al 3x70+1x50+1x25mm1	Us\$	M	\$ 2.345,04	\$ 6.696,00	185,54 %	

201994	Preensamblado Al 3x95+1x50+1x25mm2	Us\$	M	\$ 2.918,98	\$ 8.729,60	199,06 %	
201888	Cable Al-Ac 50/8mm2	Us\$	M	\$ 425,02	\$ 1.380,84	224,89 %	
201889	Cable Al-Ac 95/15mm2	Us\$	M	\$ 865,20	\$ 2.771,01	220,28 %	
202009	Conductor Concentrico de Cu 4/4mm2 para Acometidas	Us\$	M	\$ 1.370,62	\$ 2.043,52	49,09 %	
201894	Cable Al-Al desnudo 35mm2 (7x2,52)	Us\$	M	\$ 218,46	\$ 793,05	263,02 %	
201952	Cable Al-Al Proteg 35mm2 (7x2,52)	Us\$	M	\$ 475,49	\$ 1.492,80	213,95 %	
201978	Cable Cu Unip. 120mm2 /1,1kV XLPE y PVC	Us\$	M	\$ 13.512,61	\$ 19.552,33	44,70 %	115,03%
201979	Cable Cu Unip. 240mm2 /1,1kV XLPE y PVC	Us\$	M	\$ 27.348,26	\$ 40.691,84	48,79 %	
201980	Cable Cu Unip. 400mm2 /1,1kV XLPE y PVC	Us\$	M	\$ 43.171,68	\$ 66.146,56	53,22 %	
202172	CS Al XLPE 13,2kV 185mm2 c/PE Cu 50mm2	Us\$	M	\$ 9.585,69	\$ 19.026,56	98,49 %	
202174	CAS XLPE de aluminio s=3x185+1x95mm2 p/1,1Kv	Us\$	M	\$ 8.464,53	\$ 24.790,07	192,87 %	
202187	CAS XLPE de Cu s=4x16mm2 p/1,1Kv-Cat II, clase 2	Us\$	M	\$ 4.048,43	\$ 14.255,03	252,11 %	
203382	Conjunto 3 Celdas SF6 p/SET 13,2Kv 630A	Us\$	pza	\$ 4.972.016,00	\$ 13.681.664,00	175,17 %	188,83%
203370	Celda DS 13,2Kv E/S c/Secc BC	Us\$	pza	\$ 1.857.598,82	\$ 5.872.640,00	216,14 %	
203371	Celda DS 13,2Kv p/Traf c/Secc BC & Fus	Us\$	pza	\$ 1.725.468,35	\$ 4.748.029,42	175,17 %	
202297	Aislador Campana-MN3a	Us\$	pza	\$ 4.866,76	\$ 11.705,60	140,52 %	155,11%
202299	Aislador Campana-MN3c	Us\$	pza	\$ 8.111,26	\$ 18.748,80	131,15 %	
202301	Aislador Campana-MN14	Us\$	pza	\$ 19.827,50	\$ 41.664,00	110,13 %	
202303	Aislador Triple Campana Ext 13,2kV-MN5	Us\$	pza	\$ 31.003,00	\$ 94.240,00	203,97 %	
202305	Aislador Soporte Pedest - Ext 33Kv-MN6	Us\$	pza	\$ 48.667,50	\$ 143.840,00	195,56 %	
202316	Aislador Susp a Rotula-MN12	Us\$	pza	\$ 11.896,50	\$ 29.660,80	149,32 %	
206141	Chomba de Manga Larga Ignifuga Segun HST No 903	Us\$	pza	\$ 50.545,70	\$ 165.664,00	227,75 %	182,90%
206139	Pantalon Ignifugo Segun HST No 904	Us\$	pza	\$ 59.075,14	\$ 217.248,00	267,75 %	
206140	Buzo Ignifugo Segun HST No 902	Us\$	pza	\$ 90.298,05	\$ 248.000,00	174,65 %	
207984	Campera Ignifuga s/HST 904	Us\$	pza	\$ 125.969,51	\$ 203.360,00	61,44 %	
201551	Terminal Ct AS 1x185 a 1x400 Ext 15Kv	Us\$	pza	\$ 69.648,61	\$ 130.646,40	87,58 %	312,49%
201550	Terminal Ct AS 1x95 a 1x150 Ext 15Kv	Us\$	pza	\$ 40.923,97	\$ 60.561,60	47,99 %	
201552	Terminal Ct AS 1x16 a 1x70 Int 15Kv	Us\$	pza	\$ 22.978,28	\$ 101.928,01	343,58 %	
201592	Empalme R Ct AS 3x185/95 a 3x300/150 1Kv	Us\$	pza	\$ 7.931,00	\$ 84.577,92	966,42 %	

201593	Empalme R Ct AS 3x70/35 a 3x150/70 1Kv	Us\$	pza	\$ 4.470,20	\$ 12.300,79	175,17 %	
201604	Empalme R Ct Cbl Seco 1x185 a 1x400 35Kv	Us\$	pza	\$ 83.636,00	\$ 296.240,96	254,20 %	
100167	Medidor Trifasico Estado Solido	Us\$	pza	\$ 25.018,70	\$ 74.400,00	197,38 %	182,43%
100171	Medidor Monofasico- Estado Solido	Us\$	pza	\$ 7.101,85	\$ 18.996,79	167,49 %	
205551	Poste de Eucaliptus 7,50m MN442	\$	pza	\$ 18.597,00	\$ 27.897,00	50,01 %	59,45%
205552	Poste Eucaliptus 9m MN446	\$	pza	\$ 24.368,87	\$ 41.156,00	68,89 %	
201715	Poste de HoAo 8,50/1050 MN463	\$	pza	\$ 132.089,75	\$ 249.919,00	89,20 %	181,86%
201718	Poste de HoAo 9,00/750 MN467F	\$	pza	\$ 55.516,00	\$ 207.918,72	274,52 %	
202682	Seccionador Fusible BT MN239	Us\$	pza	\$ 15.058,09	\$ 49.897,60	231,37 %	255,05%
202713	Seccionador Autodesc 13,2Kv CR MN245	Us\$	pza	\$ 45.062,50	\$ 187.488,00	316,06 %	
202708	Seccionador Autodesc 33Kv CR MN247	Us\$	pza	\$ 74.984,00	\$ 238.228,79	217,71 %	

Fuente: Gerencia de Administración

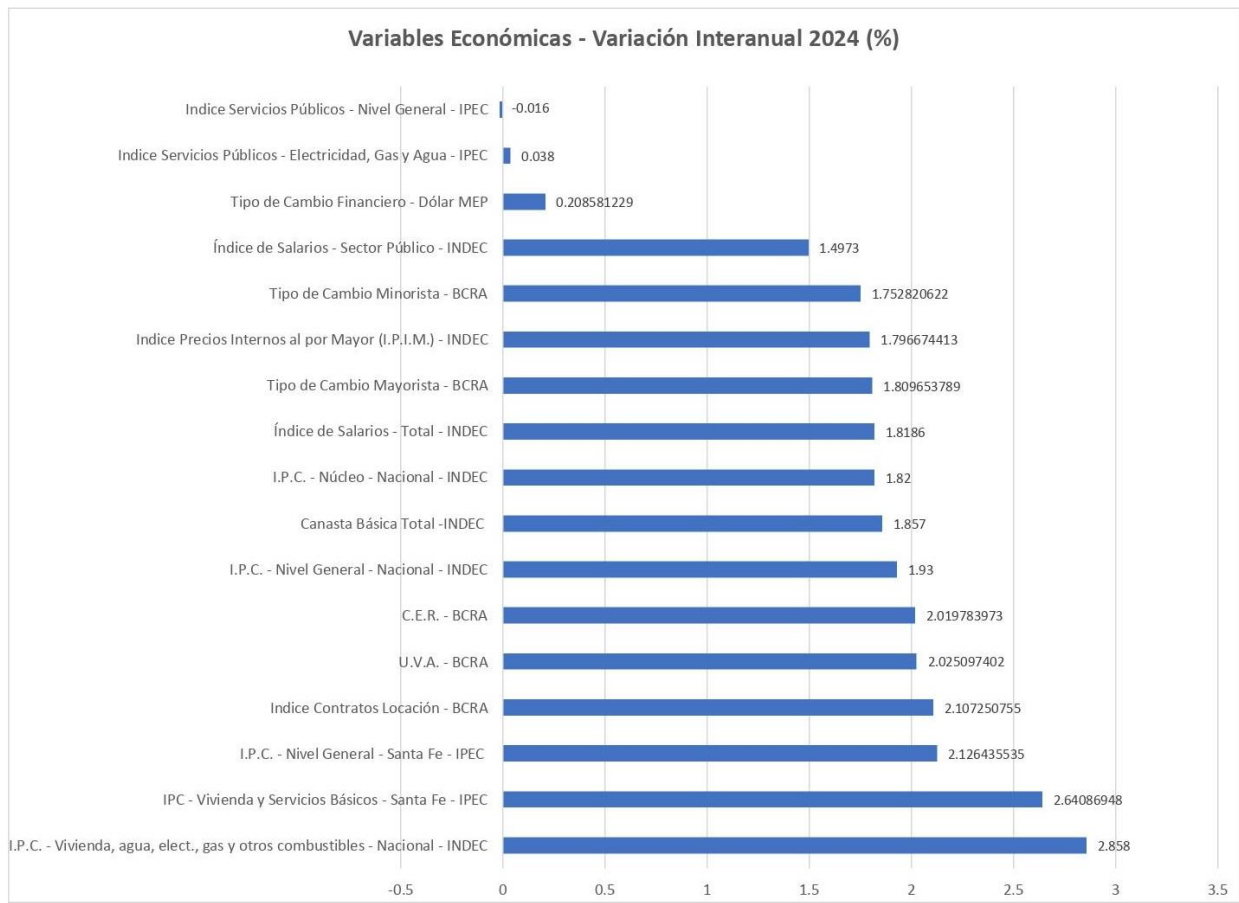
Variación interanual en servicios:

PRECIOS UNITARIOS - 4to trimestre 2023/2024 SERVICIOS				
		4to trimestre 2023	4to trimestre 2024	% incremento
Servicio	Unidad de Medida	costo unitario	costo unitario	
Servicio vigilancia (PRECIOS UNITARIOS COTIZADOS ACTUALIZADOS POR PARITARIAS) Noviembre 2023 - Noviembre 2024	hora hombre	\$ 3.784,10	\$ 11.716,82	209,63%
limpieza de edificios (Valor del servicio mensual para contrato santa fe, ajustado por paritaria sorbyl) nov.2023 a nov 2024	mes	\$ 15.688.590,71	\$ 87.582.655,59	458,26%
Mano de Obra (valor unidad de referencia según escalas salariales homologadas uocra noviembre 2023 a noviembre. 2024	h.hombre	\$ 1.637,13	\$ 3.813,00	132,91%
Lecturas de medidores urbanos	pza	\$ 129,72	\$ 302,13	132,91%
Policia Adicional	h.hombre ordinaria	\$ 1.126,00	\$ 3.367,50	299,07%
Combustible (Diesel Premium YPF)	\$/Lt	\$ 444,00	\$ 1.343,00	202,48%
Vehiculos (Pick-Up) ACARA	Plaza	\$ 18.234.000,00	\$ 38.001.000,00	108,41%
Movilidad Contratada (Pick-Up)	Hs	\$ 4.840,00	\$ 9.900,00	104,55%

Fuente: Gerencia de Administración

Variaciones ocurridas en la macroeconomía Nacional:

Para mayor ilustración, la información se complementa con la demostración de la variación interanual de determinados índices de la economía nacional, como se expone:



Fuente: Gerencia de Administración

CAPÍTULO V

PLAN DE INVERSION EN OBRAS

La Empresa Provincial de la Energía de Santa Fe, desde su creación, “tiene la finalidad de satisfacer el derecho a la energía de la comunidad promoviendo la investigación y desarrollo de las posibles fuentes de energía, con arreglo a la política del Superior Gobierno de la Provincia, procurando el abastecimiento de las necesidades energéticas mediante el uso socialmente racional de los recursos, brindando un servicio que a partir de la planificación adecuada y coordinada, garantice seguridad, calidad, continuidad y economía, compatibilizando los intereses regionales y sectoriales, atendiendo a su natural expansión empresarial”, según lo expresa la Ley Orgánica N° 10.014, en su capítulo 2.

El Gobierno Provincial reconoce el papel fundamental de la energía eléctrica en el desarrollo productivo. En este marco, la Empresa Provincial de la Energía debe funcionar como instrumento de integración territorial, promoviendo el desarrollo industrial, comercial y agropecuario. De esta manera, la empresa se convierte en un aliado estratégico para todas aquellas empresas que quieran potenciar, ampliar o radicarse en el suelo santafesino.

Para alcanzar estos objetivos, es indispensable contar con inversiones públicas y privadas que respalden las diversas líneas de acción, garantizando un entorno favorable para el desarrollo de las estrategias propuestas. Lograr esto requiere un proceso de planificación constante, que incluye un análisis periódico de los sistemas de transmisión y distribución de energía eléctrica. Este estudio tiene como fin identificar el conjunto de obras técnica y económicamente viables que aseguren una operación segura del sistema, cumpliendo con los estándares de calidad del producto y del servicio técnico y ajustándose a los recursos disponibles de la Empresa. Todo ello debe llevarse a cabo considerando los aspectos sociales, económicos y medioambientales vinculados a cada proyecto.

El presupuesto propuesto para la ejecución de trabajos públicos durante el ejercicio 2025 se detalla en la siguiente tabla:

FUENTE		2025	PARTICIPACIÓN
RECURSOS PROPIOS	201	\$ 87.695.980.150	71.9%
FEDEI	206	\$ 2.000.000.000	1.6%
FER	219	\$ 11.824.497.000	9.7%
FINANCIAMIENTO EPE	616	\$ 8.000.000.000	6.6%
RECURSOS DEL TESORO	111	\$ 12.361.973.000	10.2%
TOTAL		\$ 121.882.450.150	

Fuente: Gerencia de Infraestructura

La asignación de recursos y la distribución porcentual de los mismos, según el tipo y estado de las obras, es la siguiente:

- Obras actualmente en ejecución

EN EJECUCIÓN	INVERSIÓN PREVISTA	PARTICIPACIÓN
OBRAS AT	\$ 22,718,371,139.00	27.4 %
OBRAS MT Y BT	\$ 31,572,881,551.00	38.1 %
REMODELACIÓ DE REDES RURALES	\$ 7,396,635,906.00	8.9 %
VARIOS	\$ 20,579,819,157.00	24.8 %
REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS	\$ 516,098,366.00	0.6 %
TELESUPERVISIÓN	\$ 59,569,539.00	0.1 %
TOTAL OBRAS EN EJECUCIÓN	\$ 82,843,375,658.00	

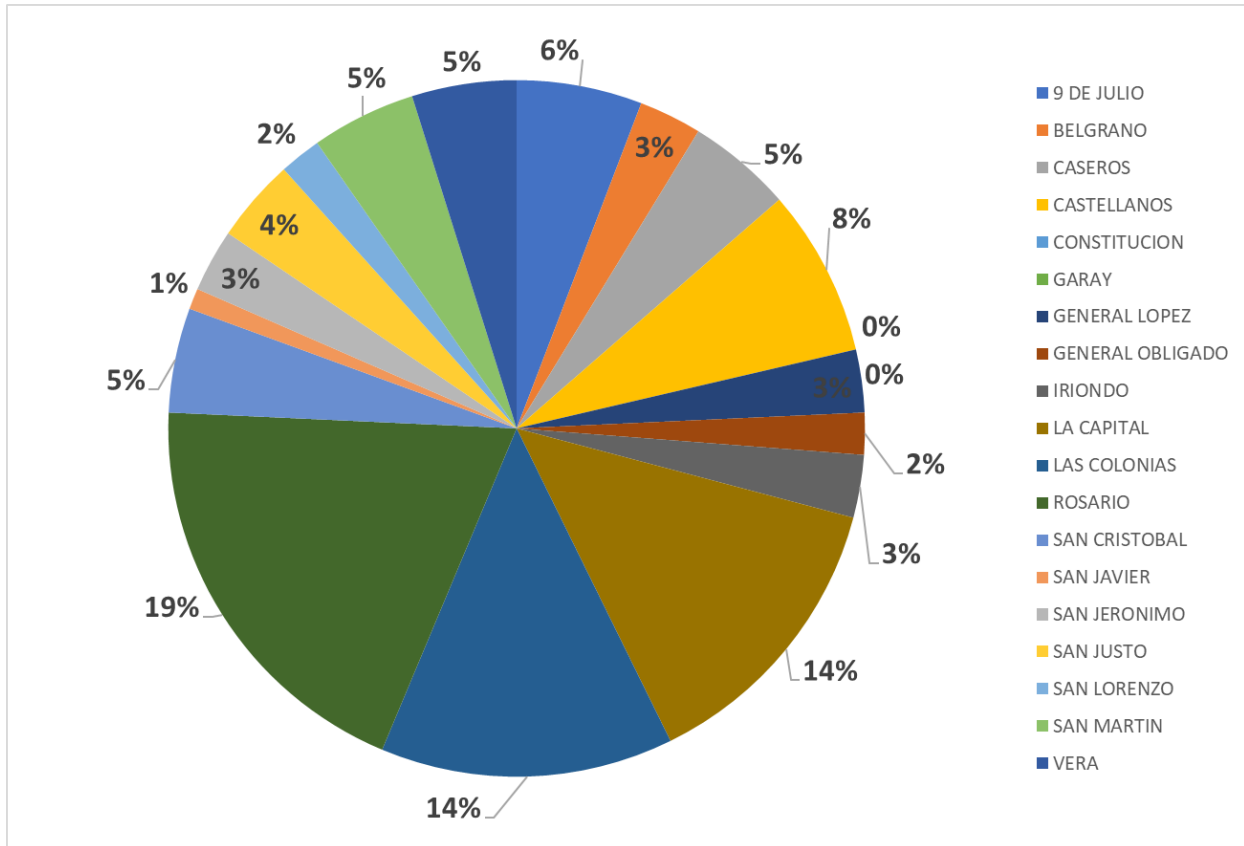
Fuente: Gerencia de Infraestructura

- Obras en trámite de licitación

EN TRÁMITE DE LICITACIÓN	INVERSIÓN PREVISTA	PARTICIPACIÓN
OBRAS AT	\$ 14,524,969,283.00	37.2 %
OBRAS MT Y BT	\$ 11,781,354,912.00	30.2 %
REMODELACIÓ DE REDES RURALES	\$ 4,753,697,738.00	12.2 %
VARIOS	\$ 7,957,674,926.00	20.4 %
REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS	\$ 21,377,634.00	0.1 %
TOTAL OBRAS EN EJECUCIÓN	\$ 39,039,074,493.00	

El monto total proyectado para llevar adelante el plan de obras durante el 2025 es de \$ **\$121.882.450.150.**

La distribución porcentual de las obras, por departamento político, es la siguiente:



Fuente: Gerencia de Infraestructura

En virtud de lo antes mencionado, es que surge el Plan de Obras de Infraestructura que a continuación se detalla:

A. OBRAS EN ALTA TENSION EPE

- **Reemplazo actual LAT Simple Terna Rosario Oeste – Godoy por una nueva LAT Doble Terna.**
 1. Código de obra: ATS-2010-13
 2. Ubicación: Rosario.
 3. Objeto: Obra destinada a satisfacer demanda de la ciudad de Rosario, y normalizar la configuración de la red, eliminando la restricción impuesta por la actual LAT Rosario Oeste-Godoy. Potencia Nominal 2x170 MVA.
 4. Estado: Ejecución – LP 814

5. Inversión prevista 2025: \$ 41.905.000,00
- **ET 132/13,2 kV Catamarca (Inserta en el Cable Subterráneo Scalabrini Ortiz – Sarmiento).**
 1. Código de Obra: ATS-2010-25
 2. Ubicación: Rosario.
 3. Objeto: Abastecer el crecimiento tendencial de la demanda. Atender la incorporación de demanda extratendencial asociada principalmente a emprendimientos inmobiliarios-comerciales. Potencia inicial 2x40 MVA.
 4. Estado: Ejecución – LP 813
 5. Inversión prevista 2025: \$ 158.100.000,00
 - **ET Vera 132/33/13,2 kV (Inserta en la LAT Romang – Calchaquí).**
 1. Código de Obra: ATN-2010-16
 2. Ubicación: Vera.
 3. Objeto: Obra destinada a atender el incremento de la demanda en la zona de influencia de la ET y a mejorar su operatividad. Potencia inicial 30 MVA.
 4. Estado: En Ejecución – LP 7060001284
 5. Inversión prevista 2025: \$789.715.376,00
 - **Renovación CD 13,2 kV ET Santa Fe Norte.**
 1. Código de Obra: ATN-2013-01
 2. Ubicación: Santa Fe.
 3. Objeto: Obra destinada a refuncionalizar y mejorar la confiabilidad y flexibilidad de operación del CD Santa Fe Norte de 13,2 kV. Consiste en la construcción de un nuevo CD de 13,2 kV, constituido por un conjunto de celdas de 13,2 kV, con dos barras con acople transversal (doble juego de barras) y el reemplazo de 4 km de salidas de cables subterráneos 13,2 kV con aislación húmeda API por otros de aislación seca XLPE.
 4. Estado: Ejecución – LP 7060001436
 5. Inversión prevista 2025: \$ 3.791.695.100,00
 - **ET Rafaela Norte 132/33/13,2 kV (inserta en la LAT Rafaela Oeste – Sunchales).**
 1. Código de la obra: ATN 2014-04
 2. Ubicación: Rafaela
 3. Objeto: Obra destinada a satisfacer el crecimiento tendencial y extratendencial de la demanda en la localidad de Rafaela. Potencia inicial 2x40 MVA.

4. Estado: Ejecución – LP 7060001544
 5. Inversión prevista 2025: \$9.978.997.620,00
- **Revamping LAT 132 kV Rosario Oeste – Provincias Unidas (Tramo piq. 45 a 49).**
 1. Código de la obra: ATS 2014-06
 2. Ubicación: Rosario
 3. Objeto: Aumentar la capacidad operativa de la red de 132 kV que abastece la ciudad de Rosario. Abastecer el crecimiento tendencial de la demanda. Atender la incorporación de demanda extratendencial asociada principalmente a emprendimientos inmobiliarios-comerciales.
 4. Estado: Ejecución – LP 7060001754
 5. Inversión prevista 2025: \$379.194.002,00
 - **Vinculación segundo transformador ET Tostado.**
 1. Código de la obra: ATN 2019-04
 2. Ubicación: Tostado
 3. Objeto: Abastecer el crecimiento tendencial de la demanda de Tostado, Villa Minetti, Gregoria Pérez de Denis. Atender la incorporación de demanda extratendencial. Reducir el despacho de generación distribuida local.
 4. Estado: Ejecución – LP 7060001930
 5. Inversión prevista 2025: \$ 891.035.513,00
 - **ET Mendoza 132/13,2 kV (Montaje Electromecánico).**
 1. Código de la obra: ATS 2010-10
 2. Ubicación: Rosario
 3. Fecha estimada inicio: Primer Semestre 2025
 4. Objeto: Abastecer el crecimiento tendencial de la demanda. Atender la incorporación de demanda extratendencial asociada principalmente a emprendimientos inmobiliarios-comerciales. Potencia inicial 2 x 40 MVA.
 5. Estado: Adjudicación – LP 7060002014
 6. Inversión prevista 2025: \$3.422.559.949,00
 - **Nueva malla de puesta a tierra ET Cañada de Gómez.**
 1. Código de la obra: ATS 2022-01
 2. Ubicación: Cañada de Gómez
 3. Fecha estimada inicio: Primer Semestre 2025

4. Objeto: Mejorar la operatividad de los sistemas de protección de la ET Cañada de Gómez, disminuir el riesgo eléctrico a los operarios y mejorar la calidad de servicio a los usuarios de la zona de influencia.
 5. Estado: Licitación – LP 7060002168
 6. Inversión prevista 2025: \$ 679.929.578,02
- **Ampliación de la ET 132/33/13,2 kV Rincón**
 1. Código de la obra: ATN 2019-16
 2. Ubicación: San José del Rincón
 3. Fecha estimada inicio: Primer Semestre 2025
 4. Objeto: Construcción y montaje electromecánico del segundo campo de transformación de la ET Rincón. Permite abastecer el incremento tendencial de la demanda de las localidades de San José del Rincón, Arroyo Leyes, Los Zapallos, Santa Rosa de Calchines. Mejora la calidad de servicio a los usuarios de la zona de influencia.
 5. Estado: Licitación – LP 7060002149
 6. Inversión prevista 2025: \$ 1.957.856.075
 - **Desafectación de plazoleta Sorrento mediante tendidos de nuevos cables subterráneos de 132 kV**
 1. Código de la obra: ATS 2021-11
 2. Ubicación: Rosario
 3. Fecha estimada inicio: Primer Semestre 2025
 4. Objeto: Desafectar los tendidos de cable subterráneo de 132 kV con aislación húmeda que llegan a plazoleta Sorrento. Tendido de tres nuevas ternas de CS de 1000 mm² Al – XLPE – 132 kV entre la ET Sorrento y las EETT Bermúdez, Ibarlucea y Provincias Unidas. Permite aumentar la confiabilidad del sistema de transmisión de Rosario y Gran Rosario, abastecer el crecimiento tendencial de la demanda, atender la incorporación de demanda extratendencial y disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones de servicio.
 5. Estado: Licitado – LP 7060002149
 6. Inversión prevista 2025: \$ 6.806.912.400,00
 - **Compensación capacitiva zona sur – Etapa I**
 1. Código de la obra: ATS 2022-04
 2. Ubicación:
 3. Fecha estimada inicio: Primer Semestre 2025

4. Objeto: Mejorar los perfiles de tensión en el sistema de transmisión, mejorar el factor de potencia de las EETT.
 5. Estado: Licitación
 6. Inversión prevista 2025: \$ 256.471.324,50
- **Compensación capacitiva zona sur – Etapa II**
 1. Código de la obra: ATS 2023-01
 2. Ubicación:
 3. Fecha estimada inicio: Primer Semestre 2025
 4. Objeto: Mejorar los perfiles de tensión en el sistema de transmisión, mejorar el factor de potencia de las EETT.
 5. Estado: Licitación
 6. Inversión prevista 2025: \$ 256.471.324,50
 - **Renovación CD Capitán Bermúdez**
 1. Código de la obra: ATS 2023-06
 2. Ubicación: Capitán Bermúdez
 3. Fecha estimada inicio: Primer Semestre 2025
 4. Objeto: Abastecer el crecimiento tendencial de la demanda, atender la incorporación de demanda extratendencial, disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones de servicio.
 5. Estado: Licitación
 6. Inversión prevista 2025: \$ 743.458.159,00
 - **Nueva ET 132/33/13,2 kV Carreras y LAT de vinculación a Firmat.**
 1. Código de la obra: ATS 2019-06/07
 2. Ubicación: Carreras
 3. Fecha estimada inicio: Primer Semestre 2025
 4. Objeto: Mejorar la calidad de servicio y producto de las localidades de Alcorta, Máximo Paz, Carreras, Labordeboy, Juncal, Hughes, Wheelwright, Miguel Torres y Melincué. Abastecer el crecimiento tendencial de la demanda
 5. Estado: Licitación
 6. Inversión prevista 2025: \$ 2.500.000.000,00
 - **Nueva ET El Trébol**
 1. Código de la obra: ATS 2011-02

2. Ubicación: El Trébol
3. Fecha estimada inicio: Segundo Semestre 2025
4. Objeto: Abastecer el crecimiento tendencial de la demanda, atender la incorporación de demanda extratendencial, disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones de las localidades de El Trébol, Piamonte, María Susana, Cañada Rosquín, Casas y Carlos Pellegrini.
5. Estado: Licitación
6. Inversión prevista 2025: \$ 2.000.000.000,00

B. OBRAS EN MEDIA TENSIÓN EPE

- **Nueva LAMT de 33 kV Rafaela Sur-Nuevo Torino y SE 33/13,2 kV en Nuevo Torino**

1. Código de Obra: DN 037-01/03
2. Ubicación: Nuevo Torino
3. Objeto: Atender el crecimiento tendencial de la demanda. Asegurar el abastecimiento de la demanda en condiciones de contingencia. Disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones de servicio. Mejorar los perfiles de tensión de las redes de sub-transmisión y distribución.
4. Estado: Ejecución – LP 7060001364
5. Inversión prevista 2025: \$167.813.516

- **Ampliación ET San Guillermo – ETAPA II**

1. Código de Obra: DN 04-02
2. Ubicación: San Guillermo
3. Objeto: Atender el crecimiento tendencial de la demanda y extratendencial. Disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones de servicio. Mejorar los perfiles de tensión.
4. Estado: Ejecución – LP 7060001741
5. Inversión prevista 2025: \$ 2.267.169.703,00

- **Salidas de 13,2 kV y 33 KV ET Baigorria – Etapa II**

1. Código de Obra: DS 206-02 y DS 206-03
2. Ubicación: Baigorria
3. Objeto: Atender el crecimiento tendencial de la demanda. Atender la incorporación de demanda extratendencial. Asegurar el abastecimiento de la demanda en condiciones de contingencia. Disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones de servicio.

4. Estado: Ejecución – CP 7040003856
 5. Inversión prevista 2025: \$ 614.046.190,00
- **Nuevos distribuidores 13,2 kV - Salida N°8 y 11 de la ET Esperanza**
 1. Código de Obra: DN 177-01-02 – DN 178
 2. Ubicación: Esperanza
 3. Objeto: Abastecer el crecimiento tendencial de la demanda. Atender la inserción de demanda extratendencial. Disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones de servicio.
 4. Estado: Ejecución – LP 7060001782
 5. Inversión prevista 2025: \$890.153.688,00
 - **Nuevo distribuidor de 13,2 kV Salida Norte II de la ET Cañada de Gómez.**
 1. Código de Obra: DS 208
 2. Ubicación: Cañada de Gómez
 3. Objeto: Abastecer el crecimiento tendencial de la demanda. Atender la inserción de demanda extratendencial. Disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones de servicio.
 4. Estado: Ejecución – CP 7040003806
 5. Inversión prevista 2025: \$ 642.848.090,00
 - **Nueva LAMT 33 kV María Teresa – San Gregorio**
 1. Código de Obra: DS 230-01-02-03
 2. Ubicación: Christophersen – San Gregorio
 3. Objeto: Disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones de servicio.
 4. Estado: Adjudicación – LP 70600011771
 5. Inversión prevista 2025: \$ 8.973.014.195,00
 - **Reforma CD CEN – MEN – DOR**
 1. Código de Obra: DS 210-01/02/03/04
 2. Ubicación: Rosario
 3. Objeto: Disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones de servicio. Garantizar el abastecimiento de la demanda tendencial y la incorporación de nueva demanda.
 4. Estado: Ejecución – LP 7060001901
 5. Inversión prevista 2025: \$254.198.041,50

- **Ampliación CD 1° de Mayo - Ampliación CD Puerto Santa Fe. Nuevos Alimentadores de 13,2 kV a CD 1° de Mayo desde CD Puerto Santa Fe. Nuevos distribuidores CEMAFE, VIALIDAD, SUIPACHA y CAPUTO.**
 1. Código de Obra: DN 157 – DN 175 – DN 176 -DN 155-01 – DN 156-01 – DN 159-01
 2. Ubicación: Santa Fe
 3. Objeto: Atender el crecimiento tendencial de la demanda. Atender la inserción de demanda extratendencial asociada principalmente a los emprendimientos inmobiliarios. Asegurar el abastecimiento de la demanda en condiciones de contingencia. Disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones de servicio. Mejorar los perfiles de tensión.
 4. Estado: Licitación
 5. Inversión Prevista 2025: \$2.351.414.820,00
- **Nueva línea de media tensión 33 kV ET Santa Fe Norte – A. Gallardo y ER 33/13,2 KV A. Gallardo**
 1. Código de Obra: DN 184
 2. Ubicación: Ángel Gallardo
 3. Objeto: Abastecer el crecimiento tendencial de la demanda. Atender la incorporación de demanda extratendencial. Disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones de servicio.
 4. Estado: Licitación
 5. Inversión Prevista 2025: \$177.288.133,00
- **Acondicionamiento y mejoras en red de MT de 13,2 kV salidas ER 33/13,2 kV km 8,5 RN 19 Colonia San José**
 1. Código de Obra: DN 195
 2. Ubicación: Colonia San José
 3. Objeto: Abastecer el crecimiento tendencial de la demanda. Atender la incorporación de demanda extratendencial. Disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones de servicio.
 4. Estado: Licitación
 5. Inversión Prevista 2025: \$392.018.236,00
- **Remodelación de LAMT 33 kV Tostado – Villa Minetti**
 1. Código de Obra: DN 183
 2. Ubicación: Villa Minetti
 3. Objeto: Disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones de servicio.
 4. Estado: Licitación

5. Inversión prevista 2025: \$319.965.404,00
- **Nuevas salidas de 33 KV Parque Industrial Metropolitano de Funes**
 1. Código de Obra: DS 207
 2. Ubicación: Funes
 3. Objeto: Abastecer el crecimiento tendencial de la demanda y atender la incorporación de demanda extratendencial en las localidades de Funes y Pérez. Disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones de servicio.
 4. Estado: Licitación
 5. Inversión prevista 2025: \$976.920.586,00
- **Cambios de tecnología del distribuidor Pellegrini de la ET Santa Fe Centro.**
 1. Código de Obra: DN 148-01
 2. Ubicación: Santa Fe
 3. Objeto: Abastecer el crecimiento tendencial de la demanda y atender la incorporación de demanda extratendencial. Disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones de servicio.
 4. Estado: Licitación – LP 7060002165
 5. Inversión prevista 2025: \$494.249.361,00
- **Normalización distribuidor RINCÓN en zona de barrios La Guardia – Colastiné Sur y Caza y Pesca.**
 1. Código de Obra: DN 219
 2. Ubicación: Santa Fe
 3. Objeto: Abastecer el crecimiento tendencial de la demanda y atender la incorporación de demanda extratendencial. Disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones de servicio. Mejorar los perfiles de tensión.
 4. Estado: Licitación – LP 7060002155
 5. Inversión prevista 2025: \$388.391.331,00

C. CALIDAD DE SERVICIO

- **Recambio de LABT convencional por preensamblado en la ciudad de Rosario**
 1. Código de Obra: CSE 2019-02
 2. Ubicación: Rosario

3. Objeto: Atender el crecimiento tendencial de la demanda. Disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones de servicio. Aumentar la seguridad pública de las instalaciones. Disminución de las pérdidas no técnicas.
 4. Estado: Ejecución - LP 816
 5. Inversión prevista 2025: \$9.600.000,00
- **Nuevo distribuidor de 13,2 kV 1639 BARRIO LA PALMERA desde CD Godoy**
 1. Código de Obra: DS 219
 2. Ubicación: Rosario
 3. Objeto: Atender el crecimiento tendencial de la demanda y la incorporación de la demanda extratendencial. Asegurar el abastecimiento de la demanda en condiciones de contingencia. Disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones de servicio.
 4. Estado: Ejecución – LP 7060001362
 - **Recambio de tecnología en el distribuidor 289 – 7UP PUN entre SET 289 y 296**
 1. Código de Obra: CSE 2020-03
 2. Ubicación: Rosario
 3. Objeto: Atender el crecimiento tendencial de la demanda y la incorporación de la demanda extratendencial. Asegurar el abastecimiento de la demanda en condiciones de contingencia. Disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones de servicio.
 4. Estado: Ejecución – LP 7060001362
 - **Cierre de anillo entre SET 1264 y 1183 de la ciudad de Rosario**
 1. Código de Obra: CSE 2020-06
 2. Ubicación: Rosario
 3. Objeto: Asegurar el abastecimiento de la demanda en condiciones de contingencia. Disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones de servicio.
 4. Estado: Ejecución – LP 7060001362
 - **Nuevo distribuidor 948 de CD Saladillo**
 1. Código de Obra: DS 234
 2. Ubicación: Rosario
 3. Objeto: Atender el crecimiento tendencial de la demanda y la incorporación de la demanda extratendencial. Asegurar el abastecimiento de la demanda en condiciones de contingencia. Disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones de servicio.
 4. Estado: Ejecución – LP 7060001362
 5. Inversión prevista 2025: \$268.208.920

- **Recambio de LABT convencional por preensamblado en la ciudad de San Vicente – Etapa I**
 1. Código de Obra: CSE 2019-09
 2. Ubicación: San Vicente
 3. Objeto: Atender el crecimiento tendencial de la demanda. Disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones de servicio. Aumentar la seguridad pública de las instalaciones. Disminución de las pérdidas no técnicas.
 4. Estado: Licitación – LP 7060002173
 5. Inversión prevista 2025: \$401.756.676,00
- **Recambio de LABT convencional por preensamblado en la ciudad de Frontera – Etapa II**
 1. Código de Obra: CSE 2021-04
 2. Ubicación: Frontera
 3. Objeto: Atender el crecimiento tendencial de la demanda. Disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones de servicio. Aumentar la seguridad pública de las instalaciones. Disminución de las pérdidas no técnicas.
 4. Estado: Ejecución – LP 7060001788
 5. Inversión prevista 2025: \$152.725.749,00
- **Recambio de tecnología por obsolescencia en distribuidores de Rosario.**
 1. Código de Obra: CSE 2023-01/02/03/05/06/07
 2. Ubicación: Rosario
 3. Objeto: Atender el crecimiento tendencial de la demanda. Disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones de servicio.
 4. Estado: Ejecución – LP 7060001813
 5. Inversión prevista 2025: \$187.418.306,9
- **Acondicionamiento red de media tensión asociada a SET 9 para incorporación de nuevas SETS.**
 1. Código de Obra: DS 095-02 DS 211-01/02 DS 226
 2. Ubicación: Rosario
 3. Objeto: Atender el crecimiento tendencial de la demanda. Disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones de servicio.
 4. Estado: Ejecución – LP 7060002053
 5. Inversión prevista 2025: \$834.262.319,4

- **Reemplazo LABT convencional a preensamblado en la ciudad de Santa Fe – Etapa II - Zona Este.**
 1. Código de Obra: PRE 009-03
 2. Ubicación: Santa Fe
 3. Objeto: Atender el crecimiento tendencial de la demanda. Disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones de servicio. Aumentar la seguridad pública de las instalaciones. Disminución de las pérdidas no técnicas.
 4. Estado: Licitación – LP 7060002161
 5. Inversión prevista 2025: \$407.018.855,00
- **Nuevos distribuidores desde CD Mendoza y configuraciones en la red de MT asociadas a MZA y SMA.**
 1. Código de Obra: DS 233
 2. Ubicación: Rosario
 3. Objeto: Atender el crecimiento tendencial de la demanda. Permitir la incorporación de nuevas demandas. Disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones de servicio.
 4. Estado: Ejecución – LP 7060002020
 5. Inversión prevista 2025: \$488.565.115,1
- **Tendido de CS de 13,2 kV en la ciudad de Rosario según DS 220 – DS 222-01 – CSE 2022-09**
 1. Código de Obra: DS 220/DS 222-01/CSE 2022-09
 2. Ubicación: Rosario
 3. Objeto: Atender el crecimiento tendencial de la demanda. Permitir la incorporación de nuevas demandas. Disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones de servicio.
 4. Estado: Licitación – LP 7060002190
 5. Inversión prevista 2025: \$500.173.633,00
- **Reforma CMyM 53 “Cinco Esquinas”**
 1. Código de Obra: DS 212
 2. Ubicación: Rosario
 3. Objeto: Atender el crecimiento tendencial de la demanda. Permitir la incorporación de nuevas demandas. Disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones de servicio.
 4. Estado: Ejecución – LP 7060002046
 5. Inversión prevista 2025: \$697.698.371,3
- **Reforma integral LAMT 1177 recambio de tecnología en distribuidores.**

1. Código de Obra: DS 213
 2. Ubicación: Rosario
 3. Objeto: Atender el crecimiento tendencial de la demanda. Permitir la incorporación de nuevas demandas. Disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones de servicio.
 4. Estado: Licitación
 5. Inversión prevista 2025: \$954.250.549,00
- **Reemplazo de red de baja tensión convencional por preensamblado en Esperanza (Etapa I – Zona Oeste - Sucursal Noroeste)**
 1. Código de Obra: CSE 2021-07
 2. Ubicación: Esperanza
 3. Objeto: Mejorar la calidad de producto técnico. Disminuir las pérdidas técnicas. Disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones de servicio. Disminuir el riesgo eléctrico para el público general.
 4. Estado: Licitación
 5. Inversión prevista 2025: \$455.541.885,00
 - **Tendidos de CS en media tensión 13,2 kV en la ciudad de Rosario según CSE 2023-11/CSE 2023-12**
 1. Código de Obra: CSE 2023-11 – CSE 2023-12
 2. Ubicación: Rosario
 3. Objeto: Atender el crecimiento tendencial de la demanda. Disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones de servicio.
 4. Estado: Licitación
 5. Inversión prevista 2025: \$1.083.209.977,00
 - **Recambio de tecnología de distribuidor 1345 ORT**
 1. Código de Obra: CSE 2023-10
 2. Ubicación: Rosario
 3. Objeto: Atender el crecimiento tendencial de la demanda. Disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones de servicio.
 4. Estado: Licitación
 5. Inversión prevista 2025: \$712.538.332,00
 - **Tendidos y reemplazos de conductores subterráneos en MT 13,2 kV – Zona Centro – Ciudad de Santa Fe**
 1. Código de Obra: DN 160-01 – DN 162-01 – DN 181-01/02/03/04 – DN 207 – DN 210

2. Ubicación: Santa Fe
 3. Objeto: Atender el crecimiento tendencial de la demanda. Disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones de servicio.
 4. Estado: Licitación – LP 7060002183
 5. Inversión prevista 2025: \$2.631.099.090,00
- **Reemplazo de LAMT 13,2 kV por LSMT – Salida CORTAZAR – ET RAS**
 1. Código de Obra: DN 160-01 – DN 162-01 – DN 181-01/02/03/04 – DN 207 – DN 210
 2. Ubicación: Rafaela
 3. Objeto: Mejorar la calidad de servicio. Disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones de servicio. Disminuir el riesgo eléctrico al público en general.
 4. Estado: Licitación
 5. Inversión prevista 2025: \$1.072.449.198,00
 - **Tendidos de CS en Media Tensión 13,2 kV en la ciudad de Rosario según CSE 2024-01 y CSE 2024-02.**
 1. Código de Obra: CSE 2024-01 – CSE 2024-02
 2. Ubicación: Rosario
 3. Objeto: Mejorar la calidad de servicio. Disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones de servicio. Atender el crecimiento tendencial de la demanda y permitir la incorporación de demanda extratendencial.
 4. Estado: Licitación
 5. Inversión prevista 2025: \$1.232.411.500,00
 - **OCR 2009 – Zona: Cerrito, Prov. Unidas, Viamonte y Guatemala – Calidad de Servicio.**
 1. Código de Obra: CSE 2024-03
 2. Ubicación: Rosario
 3. Objeto: Mejorar la calidad de servicio. Disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones de servicio. Atender el crecimiento tendencial de la demanda y permitir la incorporación de demanda extratendencial.
 4. Estado: Adjudicación – LP 7060002151
 5. Inversión prevista 2025: \$470.841.912,00
 - **Tendido de cables de BT para la sistematización de 12 cámaras en la ciudad de Santa Fe – Etapa I**
 1. Código de Obra: CSE 2024-04

2. Ubicación: Santa Fe
 3. Objeto: Mejorar la calidad de servicio. Disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones de servicio. Atender el crecimiento tendencial de la demanda y permitir la incorporación de demanda extratendencial.
 4. Estado: Licitación – LP 7060002158
 5. Inversión prevista 2025: \$237.111.196,00
- **Infraestructura eléctrica en MT y BT para mejora integral para barrio Las Mercedes – Etapa IV.**
 1. Código de Obra: SPU 2022-03
 2. Ubicación: Recreo
 3. Objeto: Mejorar la calidad de servicio. Disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones de servicio. Atender el crecimiento tendencial de la demanda y permitir la incorporación de demanda extratendencial. Disminuir las pérdidas no técnicas. Disminuir el riesgo eléctrico al público general.
 4. Estado: Licitación
 5. Inversión prevista 2025: \$552.638.838,00

D. EPE SOCIAL

- **Barrio Nueva Pompeya – Etapa I**
 1. Código de Obra: SOC 2020-05
 2. Ubicación: Santa Fe
 3. Objeto: Disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones de servicio. Aumentar la seguridad pública de las instalaciones. Facilitar el acceso al suministro eléctrico. Disminuir las pérdidas no técnicas.
 4. Estado: Ejecución – LP 3516
 5. Inversión prevista 2025: \$14.763.000,00
- **Barrio Fantasma – Zona Oeste**
 1. Código de Obra: SOC 2022-01
 2. Ubicación: Rosario
 3. Objeto: Disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones de servicio. Aumentar la seguridad pública de las instalaciones. Facilitar el acceso al suministro eléctrico. Disminuir las pérdidas no técnicas.
 4. Estado: Ejecución – LP 7060001702

5. Inversión prevista 2025: \$105.000.794,5

- **Barrio Antena**

1. Código de Obra: SOC 2022-10

2. Ubicación: Rosario

3. Objeto: Disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones de servicio. Aumentar la seguridad pública de las instalaciones. Facilitar el acceso al suministro eléctrico. Disminuir las pérdidas no técnicas.

4. Estado: Ejecución – LP 7060001696

5. Inversión prevista 2025: \$3.773.256,34

- **Barrio El Churrasco**

1. Código de Obra: SOC 2021-03

2. Ubicación: Rosario

3. Objeto: Disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones de servicio. Aumentar la seguridad pública de las instalaciones. Facilitar el acceso al suministro eléctrico. Disminuir las pérdidas no técnicas.

4. Estado: Reinicia proceso licitación CP 7040003756 – CP 7040003961 desiertas

5. Inversión prevista 2025: \$256.353.294,00

- **Barrio El Eucaliptus**

1. Código de Obra: SOC 2022-02

2. Ubicación: Rosario

3. Objeto: Disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones de servicio. Aumentar la seguridad pública de las instalaciones. Facilitar el acceso al suministro eléctrico. Disminuir las pérdidas no técnicas.

4. Estado: Licitación – EPE Social 2025

- **Barrio Yapeyú – Etapa I**

1. Código de Obra: SOC 2021-05

2. Ubicación: Santa Fe

3. Objeto: Disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones de servicio. Aumentar la seguridad pública de las instalaciones. Facilitar el acceso al suministro eléctrico. Disminuir las pérdidas no técnicas.

4. Estado: Adjudicación – LP 7060002148 – EPE Social 2025

- **Barrio Rivadavia Chino – San Lorenzo**

1. Código de Obra: SOC 2024-01
 2. Ubicación: San Lorenzo
 3. Objeto: Disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones de servicio. Aumentar la seguridad pública de las instalaciones. Facilitar el acceso al suministro eléctrico. Disminuir las pérdidas no técnicas.
 4. Estado: Proyecto – EPE Social 2025
- **Barrio Flamarion**
 1. Código de Obra: SOC 2022-07
 2. Ubicación: Rosario
 3. Objeto: Disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones de servicio. Aumentar la seguridad pública de las instalaciones. Facilitar el acceso al suministro eléctrico. Disminuir las pérdidas no técnicas.
 4. Estado: Proyecto – EPE Social 2025
 5. Inversión prevista EPE Social 2025: \$ 21.337.634

E. FONDO ELECTRIFICACIÓN RURAL – LEY 13.414

- **Construcción de ER 33/13,2 kV en Matilde y acondicionamiento de red MT urbana.**
 1. Código de Obra: DN 95
 2. Ubicación: Matilde
 3. Objeto: Mejorar la calidad de servicio y producto técnico, disminuyendo la frecuencia y duración de las interrupciones de servicio y mejorando los perfiles de tensión. Atender el crecimiento tendencial de la demanda.
 4. Estado: Licitación – LP 7060002184
 5. Inversión prevista 2025: \$424.011.540,00
- **Remodelación de LAMT 13,2 kV rural en distritos Montes de Oca y Bouquet**
 1. Código de Obra: FER 214
 2. Ubicación: Montes de Oca - Bouquet
 3. Objeto: Disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones de servicio. Mejorar los perfiles de tensión.
 4. Estado: Licitación
 5. Inversión prevista 2025: \$79.298.405,00
- **Remodelación de LAMT 13,2 kV Rural 2 en el distrito de San Carlos.**

1. Código de Obra: FER 248
 2. Ubicación: San Carlos
 3. Objeto: Disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones de servicio. Mejorar los perfiles de tensión.
 4. Estado: Ejecución – LP 7060001759
 5. Inversión prevista 2025: \$25.214.102,22
- **Remodelación RBT en distrito Humboldt**
 1. Código de Obra: FER 200
 2. Ubicación: Humboldt
 3. Objeto: Disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones de servicio. Mejorar los perfiles de tensión.
 4. Estado: Ejecución – LP 7060001775
 5. Inversión prevista 2025: \$437.341.840,00
 - **Construcción y remodelación de la red de baja tensión en la localidad de Gregoria Pérez de Denis.**
 1. Código de Obra: FER 205
 2. Ubicación: Gregoria Pérez de Denis
 3. Objeto: Disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones de servicio. Mejorar los perfiles de tensión.
 4. Estado: Ejecución – CP 7040003345
 5. Inversión prevista 2025: \$137.854.000,00
 - **Remodelación de la red de media y baja tensión en la localidad de Nelson.**
 1. Código de Obra: FER 238
 2. Ubicación: Nelson
 3. Objeto: Disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones de servicio. Mejorar los perfiles de tensión.
 4. Estado: Ejecución – CP 7040003386
 5. Inversión prevista 2025: \$703.022.999,00
 - **Recambio de LABT convencional por preensamblado y obras complementarias en MT para la localidad de Moises Ville.**
 1. Código de Obra: FER 232
 2. Ubicación: Moises Ville

3. Objeto: Disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones de servicio. Mejorar los perfiles de tensión.
 4. Estado: Ejecución – LP 7060001787
 5. Inversión prevista 2025: \$774.081.517,00
- **Recambio de LABT convencional por preensamblado y obras complementarias en MT para la localidad de Colonia Aldao.**
 1. Código de Obra: FER 234
 2. Ubicación: Colonia Aldao
 3. Objeto: Disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones de servicio. Mejorar los perfiles de tensión.
 4. Estado: Ejecución – LP 7060001815
 5. Inversión prevista 2025: \$545.567.221,00
 - **Remodelación de LAMT 13,2 kV en distritos Cañada Rosquín – Las Bandurrias - Casas**
 1. Código de Obra: FER 212
 2. Ubicación: Cañada Rosquín, Las Bandurrias y Casas
 3. Objeto: Disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones de servicio. Mejorar los perfiles de tensión.
 4. Estado: Ejecución – LP 7060001833
 5. Inversión prevista 2025: \$505.973.460,00
 - **Construcción y remodelación de LAMT y LABT en la localidad de Hersilia**
 1. Código de Obra: FER 219
 2. Ubicación: Hersilia
 3. Objeto: Disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones de servicio. Mejorar los perfiles de tensión.
 4. Estado: Ejecución – LP 7060001952
 5. Inversión prevista 2025: \$1.148.008.050,00
 - **Remodelación red rural en distrito San Carlos – Zona Norte**
 1. Código de Obra: FER 103
 2. Ubicación: San Carlos Norte
 3. Objeto: Disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones de servicio. Mejorar los perfiles de tensión.
 4. Estado: Ejecución – LP 7060002032

5. Inversión prevista 2025: \$723.234.649,8
- **Remodelación de LAMT de 13,2 kV en distritos Elisa, Jacinto Arauz y La Pelada – Salida S1-ARAUZ ER 33/13,2 Kv Elisa.**
 1. Código de Obra: FER 221
 2. Ubicación: Elisa – Jacinto Arauz – La Pelada
 3. Objeto: Disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones de servicio. Mejorar los perfiles de tensión.
 4. Estado: Ejecución – LP 7060001944
 5. Inversión prevista 2025: \$1.375.050.712,00
 - **Nueva LAMT 33 kV Elisa – La Pelada y ER 33/13,2 kV La Pelada**
 1. Código de Obra: DN 069
 2. Ubicación: Elisa – Jacinto Arauz – La Pelada
 3. Objeto: Disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones de servicio. Mejorar los perfiles de tensión. Atender la incorporación de nueva demanda.
 4. Estado: Licitación
 5. Inversión prevista 2025: \$1.574.127.575,00
 - **Remodelación RBT en distrito Piamonte**
 1. Código de Obra: FER 115
 2. Ubicación: Piamonte
 3. Objeto: Disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones de servicio. Mejorar los perfiles de tensión.
 4. Estado: Licitación
 5. Inversión prevista 2025: \$284.101.780,21
 - **Recambio de LABT convencional por preensamblado en la localidad de Santa Margarita.**
 1. Código de Obra: FER 206
 2. Ubicación: Santa Margarita
 3. Objeto: Disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones de servicio. Mejorar los perfiles de tensión.
 4. Estado: Licitación
 5. Inversión prevista 2025: \$502.187.308,00
 - **Remodelación de LAMT 13,2 kV María Susana - Bouquet**

1. Código de Obra: FER 240
 2. Ubicación: Bouquet
 3. Objeto: Disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones de servicio. Mejorar los perfiles de tensión.
 4. Estado: Proyecto
 5. Inversión prevista 2025: \$310.580.920,00
- **Remodelación y acondicionamiento de líneas de MT en distrito Casilda**
 1. Código de Obra: FER 285
 2. Ubicación: Casilda
 3. Objeto: Disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones de servicio. Mejorar los perfiles de tensión.
 4. Estado: Licitación - 7060002192
 5. Inversión prevista 2025: \$54.072.695,3
 - **Remodelación y acondicionamiento de líneas de MT en distrito Berabevú**
 1. Código de Obra: FER 293
 2. Ubicación: Berabevú
 3. Objeto: Disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones de servicio. Mejorar los perfiles de tensión.
 4. Estado: Proyecto
 5. Inversión prevista 2025: \$193.305.752,00
 - **Remodelación LMT de 13,2 kV y BT en la localidad de VILA**
 1. Código de Obra: FER 265
 2. Ubicación: Vila
 3. Objeto: Disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones de servicio. Mejorar los perfiles de tensión.
 4. Estado: Proyecto
 - **Remodelación y acondicionamiento de LMT y BT en la localidad de Colonia Fidela**
 1. Código de Obra: FER 313
 2. Ubicación: Colonia Fidela
 3. Objeto: Disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones de servicio. Mejorar los perfiles de tensión.
 4. Estado: Licitación – LP 7060002170

5. Inversión prevista 2025: \$453.224.100,50
- **Recambio de LABT convencional por preensamblado en la localidad de Miguel Torres.**
 1. Código de Obra: FER 274
 2. Ubicación: Miguel Torres
 3. Objeto: Disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones de servicio. Mejorar los perfiles de tensión.
 4. Estado: Proyecto
 - **Remodelación LMT en la localidad de Malabrigo**
 1. Código de Obra: FER 142
 2. Ubicación: Malabrigo
 3. Objeto: Disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones de servicio. Mejorar los perfiles de tensión.
 4. Estado: Adjudicación – LP 7060002160
 5. Inversión prevista 2025: \$294.848.076,00
 - **Remodelación 17 km de LMT 13,2 kV y 7,62 kV – Salida Rural N°1 Villa Eloisa**
 1. Código de Obra: FER 365
 2. Ubicación: Villa Eloisa
 3. Objeto: Disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones de servicio. Mejorar los perfiles de tensión.
 4. Estado: Proyecto
 5. Inversión prevista 2025: \$373.684.667,00
 - **Remodelación y construcción de LAMT 13,2 kV en las localidades de Manucho y Rincón de Ávila**
 1. Código de Obra: FER 217
 2. Ubicación: Nelson
 3. Objeto: Disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones de servicio. Mejorar los perfiles de tensión.
 4. Estado: Proyecto
 - **Remodelación RBT en distrito Pilar**
 1. Código de Obra: FER 099
 2. Ubicación: Pilar

3. Objeto: Disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones de servicio. Mejorar los perfiles de tensión.
 4. Estado: Ejecución – LP 7060002033
 5. Inversión prevista 2025: \$439.826.347,00
- **Renovación red de BT y MT en distrito Ingeniero Chanourdie (Pje. Los Lapachos – Tres Isletas – Tres Bocas – El Guajó) – Etapa 2**
 1. Código de Obra: FER 366
 2. Ubicación: Ingeniero Chanourdie
 3. Objeto: Disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones de servicio. Mejorar los perfiles de tensión.
 4. Estado: Proyecto
 - **Repotenciación de LAMT 7,62 KV a 13,2 kV en distrito Felicia**
 1. Código de Obra: FER 216
 2. Ubicación: Felicia
 3. Objeto: Disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones de servicio. Mejorar los perfiles de tensión.
 4. Estado: Proyecto
 5. Inversión prevista 2025: \$562.855.000,00
 - **Remodelación y acondicionamiento de LAMT de 13,2 kV en Portugalete**
 1. Código de Obra: FER 229
 2. Ubicación: Portugalete
 3. Objeto: Disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones de servicio. Mejorar los perfiles de tensión.
 4. Estado: Proyecto
 - **Remodelación LAMT 33 KV salida GÁLVEZ de la ET San Carlos entre Gessler y Gálvez.**
 1. Código de Obra: FER 301
 2. Ubicación: Gessler
 3. Objeto: Disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones de servicio. Mejorar los perfiles de tensión.
 4. Estado: Proyecto
 5. Inversión prevista 2025: \$479.221.166,00

- **Remodelación LAMT 13,2 y 7,62 KV en la localidad de Pueblo Irigoyen**
 1. Código de Obra: FER 239
 2. Ubicación: Pueblo Irigoyen
 3. Objeto: Disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones de servicio. Mejorar los perfiles de tensión.
 4. Estado: Proyecto
- **Remodelación LAMT 13,2 zona rural de Marcelino Escalada**
 1. Código de Obra: FER 280
 2. Ubicación: Marcelino Escalada
 3. Objeto: Disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones de servicio. Mejorar los perfiles de tensión.
 4. Estado: Licitación – LP 7060002223
 5. Inversión prevista 2025: \$682.301.375,82
- **Remodelación de LAMT de 13,2 kV en distritos Emilia y Videla – Salida AL-VIDE ER 33/13,2 kV Emilia.**
 1. Código de Obra: FER 220
 2. Ubicación: Emilia - Videla
 3. Objeto: Disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones de servicio. Mejorar los perfiles de tensión.
 4. Estado: Proyecto
 5. Inversión prevista 2025: \$422.782.224,00
- **Construcción y remodelación de LABT en la localidad de Los Cardos**
 1. Código de Obra: FER 318
 2. Ubicación: Emilia - Videla
 3. Objeto: Disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones de servicio. Mejorar los perfiles de tensión.
 4. Estado: Ejecución – LP 7060002045
 5. Inversión prevista 2025: \$246.303.774,00
- **Mejoras de LAMT y LABT en Paraje Wildermuth del distrito Colonia Belgrano**
 1. Código de Obra: FER 244
 2. Ubicación: Paraje Wildermuth

3. Objeto: Disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones de servicio. Mejorar los perfiles de tensión.
 4. Estado: Licitación
 5. Inversión prevista 2025: \$216.892.510,00
- **Reformas en red Primaria de Pozo Borrado**
 1. Código de Obra: DN 192
 2. Ubicación: Pozo Borrado
 3. Objeto: Disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones de servicio. Mejorar los perfiles de tensión.
 4. Estado: Proyecto
 - **LMT 13,2 kV RP N° 65 Estación de Bombeo N°4 – Acueducto Aguas Santafesinas – Las Rosas**
 1. Código de Obra: FER 081
 2. Ubicación: Las Rosas
 3. Objeto: Disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones de servicio. Mejorar los perfiles de tensión.
 4. Estado: Proyecto
 - **Remodelación de LAMT 33 kV salida SAN CARLOS NORTE de la ET San Carlos**
 1. Código de Obra: FER 243
 2. Ubicación: San Carlos Norte
 3. Objeto: Disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones de servicio. Mejorar los perfiles de tensión.
 4. Estado: Adjudicación – LP 7060002054
 5. Inversión prevista 2025: \$1.015.225.944,00
 - **Adecuación de LAMT rurales en la agencia Tostado.**
 1. Código de Obra: FER 243
 2. Ubicación: San Carlos Norte
 3. Objeto: Disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones de servicio. Mejorar los perfiles de tensión.
 4. Estado: Proyecto
 - **Reconversión de LAMT y construcción de PAT en Ambrosetti**
 1. Código de Obra: FER 368

2. Ubicación: Ambrosetti
 3. Objeto: Disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones de servicio. Mejorar los perfiles de tensión.
 4. Estado: Proyecto
- **Remodelación de salida Rural 1 de la ET San Justo**
 1. Código de Obra: FER 251
 2. Ubicación: San Justo
 3. Objeto: Disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones de servicio. Mejorar los perfiles de tensión.
 4. Estado: Proyecto
 5. Inversión prevista 2025: \$102.200.589,00
 - **Recambio de LABT convencional por preensamblado en la localidad de Intiyaco.**
 1. Código de Obra: FER 333
 2. Ubicación: Intiyaco
 3. Objeto: Disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones de servicio. Mejorar los perfiles de tensión. Disminuir las pérdidas no técnicas y el riesgo eléctrico al público en general.
 4. Estado: Proyecto
 - **Recambio de LABT convencional por preensamblado en la localidad de Golondrina**
 1. Código de Obra: FER 342
 2. Ubicación: Golondrina
 3. Objeto: Disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones de servicio. Mejorar los perfiles de tensión. Disminuir las pérdidas no técnicas y el riesgo eléctrico al público en general.
 4. Estado: Licitación – LP 7060002238
 5. Inversión prevista 2025: \$149.237.041,76
 - **Remodelación y construcción de LMT 13,2 kV Garabato – Fortín Olmos**
 1. Código de Obra: FER 335
 2. Ubicación: Fortín Olmos
 3. Objeto: Disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones de servicio. Mejorar los perfiles de tensión. Disminuir las pérdidas no técnicas y el riesgo eléctrico al público en general.
 4. Estado: Proyecto

- **Remodelación LAMT 13,2 kV Cañada Ombú – Los Amores**
 1. Código de Obra: FER 345
 2. Ubicación: Los Amores
 3. Objeto: Disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones de servicio. Mejorar los perfiles de tensión. Disminuir las pérdidas no técnicas y el riesgo eléctrico al público en general.
 4. Estado: Proyecto
- **Construcción y remodelación de LABT en la localidad de Videla – Etapa III**
 1. Código de Obra: FER 317
 2. Ubicación: Videla
 3. Objeto: Disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones de servicio. Mejorar los perfiles de tensión. Disminuir las pérdidas no técnicas y el riesgo eléctrico al público en general.
 4. Estado: Proyecto

CAPÍTULO VI

OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Con objetivo de asegurar la continuidad y la calidad -que se brinda a los usuarios del servicio eléctrico- se realizan un conjunto de actividades de operación y mantenimiento que se realiza sobre las instalaciones de la Empresa

Nos referimos a *operación*, a la configuración de la red para adaptarla a las necesidades de cada circunstancia. Desde el *mantenimiento*, se persigue el objetivo de conservar en su condición inicial a todos los elementos integrantes de dichas instalaciones reduciendo la posibilidad que se produzcan fallas; y si se produjeran, minimizar sus efectos y lograr una rápida reposición del servicio.

La cantidad de instalaciones y redes que deben ser operadas y mantenidas se puede resumir de la siguiente manera:

- Total Líneas de Alta Tensión: 2.308,7 km (EPE: 2249,98 /Terceros: 58,7)
(Aéreo: 2186,17 km / Subt: 63,812 km)
- Total Líneas de MT: 32.342 km (Urbana: 11.643 / Rural: 20.699)
- Total Líneas de baja Tensión: 29.738 km
- Estaciones transformadoras de AT/MT (EPESF + Terc): 78 (139 Transformadores)
- Sub estaciones transformadoras MT/MT: 319
- Sub estaciones transformadoras MT/BT 25.491

Dentro del rubro “mantenimiento”, las actividades se pueden dividir en *predictivas* (detección prematura de una condición con alta probabilidad de ocurrencia de falla), *preventivas* (que se programan en base a mediciones de parámetros cuantificables o al tiempo entre revisiones) y *correctivas* cuando efectivamente se ha producido una falla. Además, el crecimiento demográfico y de la actividad productiva se traducen en la necesidad de aumentos en la potencia requerida por estas actividades y eso obliga al recambio de equipos por otros de mayor capacidad para evitar averías por causa de la sobrecarga.

Para este ejercicio presupuestario se detallan algunas de las principales actividades, a modo de sucinto resumen:

Adquisición de bienes:

- 4 Transformadores de Potencia AT/MT 40 MVA
- 3 Reactores trifásico. Neutro artificial
- 17 Interruptores 132 kV SF6 exteriores
- 205 Transformadores de Medidas de AT
- 755 Transformadores MT/BT
- 61 Reconectores
- 61 Celdas de MT
- 27 Interruptores MT kV SF6 ext/int.
- 151 Seccionadores Bajo Carga
- 9 Reguladores de tensión
- 350.324 m de conductor preensamblado
- 25.000 m de cable subterráneo de BT
- 54.670 m de cable subterráneo de MT
- 50.000 medidores para telemedición de pequeñas demandas

Contratación de trabajos de mantenimiento:

- Transformadores de Potencia a reparar (4)
- Transformadores de Distribución a reparar (81 uds.)
- Recambio de postes de madera u hormigón (4.532 uds.)
- Zanjeo de veredas para tendidos subterráneos (7868 m³)
- Poda para despeje de líneas o equivalente (157.223 ejemplares)

Obras Menores

La gestión de **Plan Anual de Obras Menores** (de Distribución de la Gerencia de Explotación), permite, de manera ágil, disponer un recurso económico para brindar un servicio seguro, confiable, económico y resiliente. Se prevé una asignación de **\$ 5.481.000.000,00**.

Mantenimiento

A continuación, se detallan un conjunto de servicios y su valorización, necesarios para desarrollar el **Plan Anual de Mantenimiento**, que es parte fundamental de nuestra actividad:

Descripción	Zona Sur (\$)	Zona Centro Norte (\$)	Zona Oeste (\$)	Importe TOTAL (\$)
Reparación de equipos (reguladores, transformadores, equipos medición y generación)	1.205.500.000,00	1.233.300.000,00	1.323.200.000,00	3.762.000.000,00
Recambio de postes, columnas y verticalización	252.957.365,85	510.041.381,81	123.374.801,47	886.373.549,13
Normalización y mantenimiento de estructuras de A.T.	1.173.746.306,80	207.131.701,20		1.380.878.008,00
Mantenimiento de líneas subterráneas	1.239.057.352,16	180.947.000,07	8.065.448,39	1.428.069.800,61
Mantenimiento de líneas aéreas	106.467.955,54	111.976.708,95	53.233.977,77	271.678.642,26
Servicio de poda y desmonte	1.650.240.000,00	2.423.790.000,00	1.082.970.000,00	5.157.000.000,00
Traslado de equipos y transformadores	132.240.000,00	78.880.000,00	20.880.000,00	232.000.000,00
Otros Serv.	1.906.097.882,92	759.755.540,40	325.146.576,07	2.990.999.999,40
Imprevistos del Servicio Eléctrico	3.930.000.000,00	2.358.000.000,00	1.572.000.000,00	7.860.000.000,00
Total Conjunto de servicios necesarios del Plan Anual OP y M				23.968.999.999,40

Fuente: Gerencia de Explotación

Para poder concretar las tareas de operación y mantenimiento, ya sea con mano de obra propia o contratada, el detalle de equipos a adquirir es el siguiente:

Descripción	Zona Sur (\$)	Zona Centro Norte (\$)	Zona Oeste (\$)	Importe TOTAL (\$)
Equipos de detección y medición	2.235.539.745,66	1.676.690.364,85	1.117.769.889,49	5.030.000.000,00
Transformadores y reactores	10.029.919.200,00	10.746.342.000,00	3.104.498.800,00	23.880.760.000,00
Total Detalle de equipos a adquirir OP y M				28.910.760.000,00

Fuente: Gerencia de Explotación

El detalle de Materiales necesarios para poder realizar las tareas de operación y mantenimiento es el siguiente:

Descripción	Zona Sur (\$)	Zona Centro Norte (\$)	Zona Oeste (\$)	Importe TOTAL (\$)
Materiales para mantenimiento de transformadores	2.027.600.027,29	1.808.399.963,62	1.644.000.009,10	5.480.000.000,00
Materiales para mantenimiento de líneas y redes	11.734.015.200,00	7.822.676.800,00	4.889.173.000,00	24.445.865.000,00
Materiales y repuestos para equipos de generación	111.200.000,00	166.800.000,00	278.000.000,00	556.000.000,00
Materiales y repuestos para ET y CD	4.392.093.167,83	3.773.129.148,77	2.446.777.683,41	10.612.000.000,00
Materiales y repuestos para medidores y equipos de medición	71.334.443,36	1.193.809,52	36.471.747,11	109.000.000,00
Materiales varios y repuestos (electroventiladores, baterías, repuestos compresores, llaves termomagnéticas, puentes fijos, pulsadores, herramientas)	3.500.000,00	3.500.000,00	3.000.000,00	10.000.000,00
Combustibles y lubricantes (movilidades y equipos de generación)	586.687.672,58	1.180.450.128,01	286.862.199,41	2.054.000.000,00
Materiales y repuestos para medios de transporte	99.000.000,00	0,00	0,00	99.000.000,00
Herramientas Menores	292.399.988,13	244.800.001,19	142.800.010,68	680.000.000,00
Total Detalle de Materiales necesarios OP y M				44.045.865.000,00

Fuente: Gerencia de Explotación

CAPÍTULO VII

EVOLUCIÓN DE LA CALIDAD DE SERVICIO PRESTADO

INDICES SEMESTRALES

Los análisis de Calidad de Servicio se emiten semestralmente. Por este motivo, en el siguiente cuadro se observan estos indicadores, obtenidos para interrupciones internas mayores a 3 minutos, del primer semestre (sin contemplar el segundo semestre, puesto que está en curso).

Estos valores se comparan con los de igual semestre de años anteriores por cuestiones de estacionalidad y de este modo, se contrastan períodos completos, homólogos y consecutivos.

Índices Semestrales	1° S 2024	1°S 2023	Dif. 1°S 2023 respecto 1°S 2024	V ref:	Dif. 1°S 2024 respecto Vref.	Prom. 1eros semestres (2021-2023)	Dif. 1°S 2024 respecto Prom
	[A]	[B]	(A-B)/B*100	[C]	(A-C)/C*100}	[D]	(A-D)/D*100
SAIFI ¹	5.96	5.59	6.6%	6	-0.7%	5.89	1.2%
SAIDI ²	8.71	7.29	19.5%	12	-27.4%	7.45	16.9%

Fuente: Gerencia de Explotación

¹: Índice de frecuencia de interrupción media por usuario (cantidad de veces que un usuario promedio sufrió una interrupción de servicio en un periodo determinado).

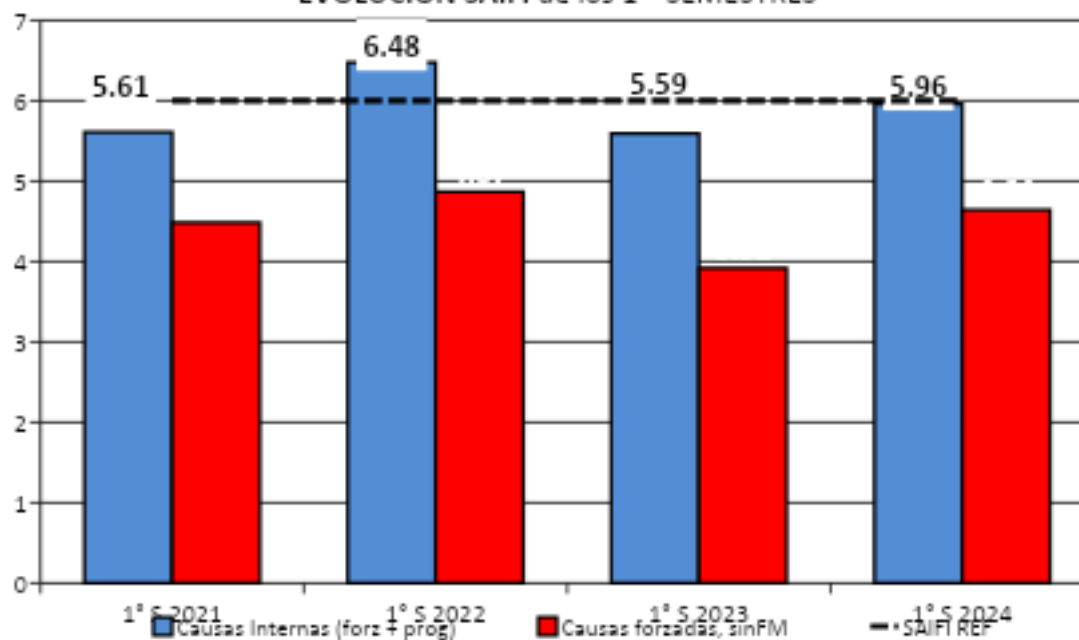
²: Índice de duración de interrupción media por usuario (tiempo total en que un usuario promedio no tuvo servicio en un periodo determinado).

Del cuadro se puede concluir que:

- Respecto al promedio de los últimos años, se observa una desmejora en la Calidad de Servicio, con aumento en ambos índices.
- Sin embargo, tanto para SAIFI como para SAIDI, los valores están por debajo del valor de referencia, 6 interrupciones y 12 hs respectivamente.

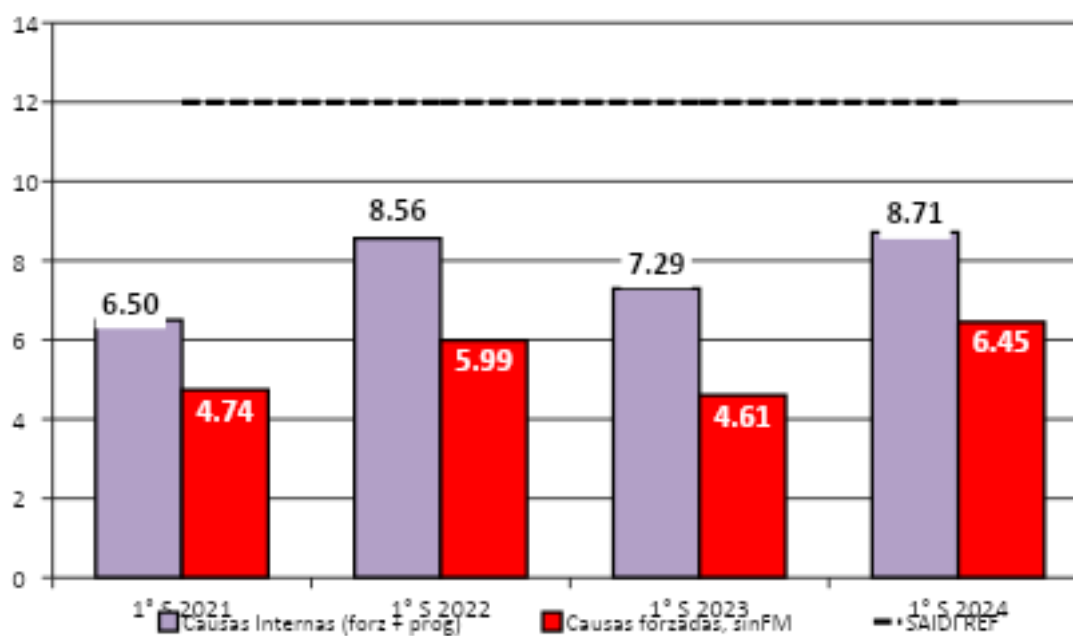
Se muestra a continuación el gráfico de evolución de SAIFI y SAIDI de los primeros semestres de los años 2021 a 2024, respectivamente:

EVOLUCIÓN SAIFI de los 1º SEMESTRES



Fuente: Gerencia de Explotación

EVOLUCIÓN SAIDI de los 1º SEMESTRES



Fuente: Gerencia de Explotación

INDICES ANUALES

Bajo un método similar al del punto “INDICES SEMESTRALES”, se hace el análisis abarcativo a un año completo.

Los índices del último año completo (2023), registraron una disminución con respecto al año anterior (2022) y, además, se posicionaron por debajo de los valores de referencia anualizados y de los promedios que consideran los años 2021 a 2023.

Índices Semestrales	Año 2023	Año 2022	Dif. 2023 respecto 2022	V ref	Dif 2023 respecto V ref	Prom. 2021-2023	Dif 2023 respecto prom 2021-2023
	[A]	[B]	(A-B)/B*100	[C]	(A-C)/C*100	[D]	(A-D)/D*100
SAIFI ¹	10.99	12.2	-9.9%	12	-8.4%	11.55	-4.8%
SAIDI ²	15.08	16.29	-7.4%	24	-37.2%	15.35	-1.8%

Fuente: Gerencia de Explotación

¹: Índice de frecuencia de interrupción media por usuario (cantidad de veces que un usuario promedio sufrió una interrupción de servicio en un periodo determinado).

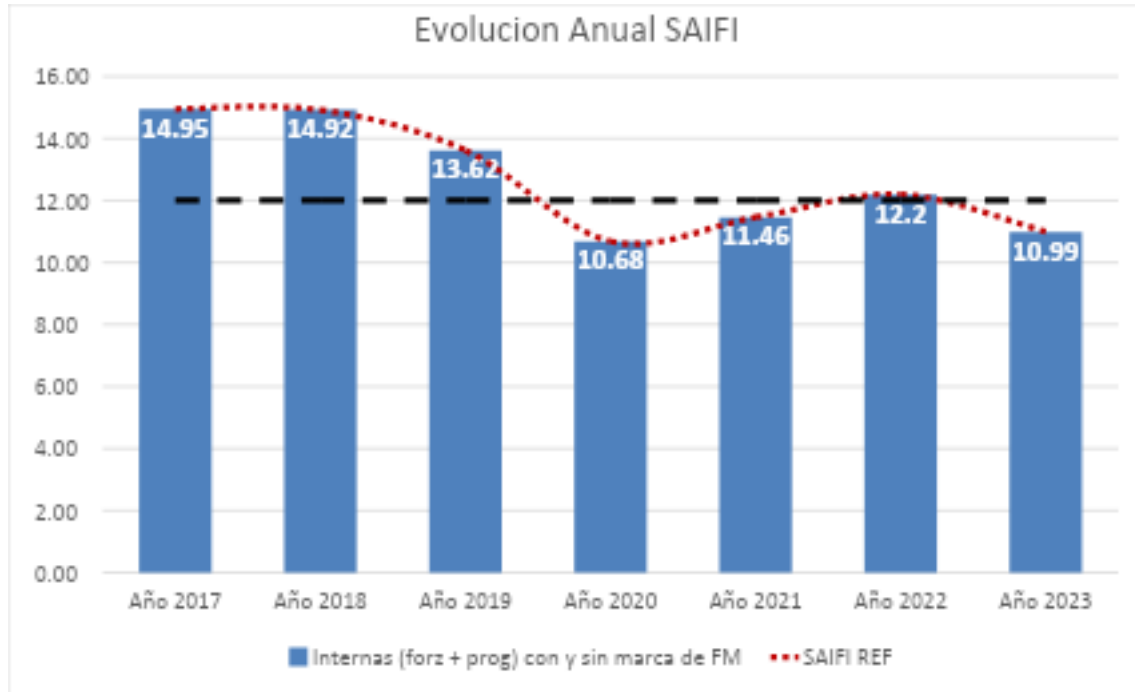
²: Índice de duración de interrupción media por usuario (tiempo total en que un usuario promedio no tuvo servicio en un periodo determinado).

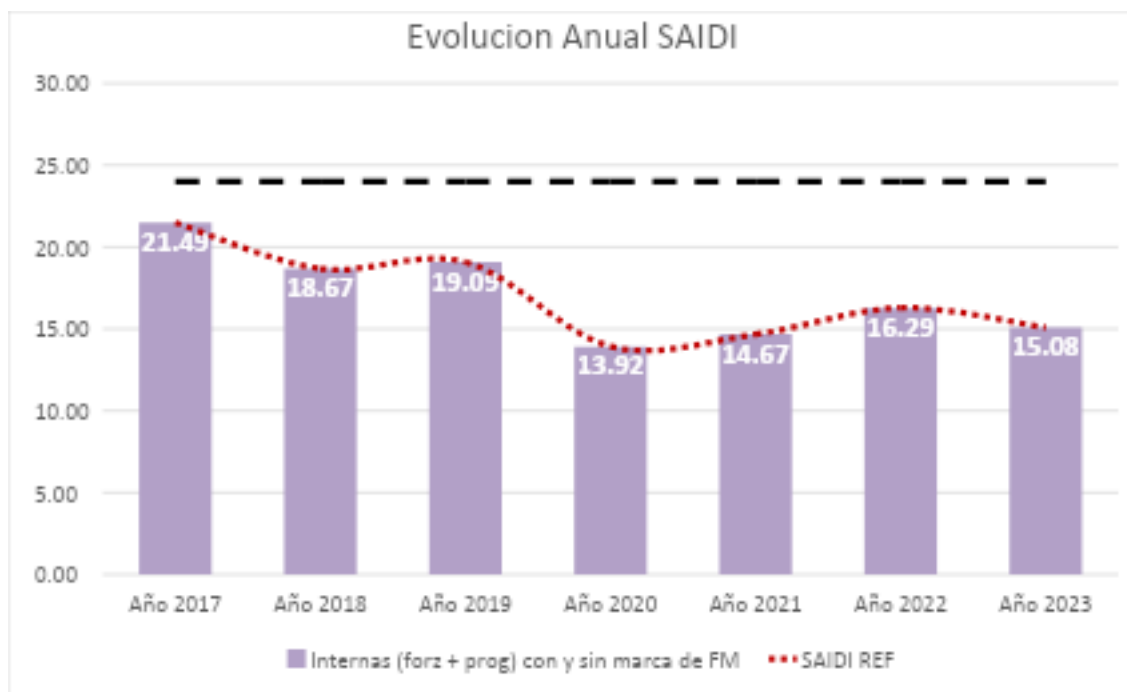
En el cuadro que sigue, se muestran los indicadores anuales para la serie de años 2017 a 2023, con la incorporación de la información de CAIDI, que representa la duración promedio de cada interrupción (SAIDI/SAIFI) y de ASAI, que representa la disponibilidad promedio del Sistema eléctrico.

Índice	Descripción	Origen de la Interrupción	Año 2017	Año 2018	Año 2019	Año 2020	Año 2021	Año 2022	Año 2023
SAIFI	Frecuencia media de interrupción por usuario	Internas (forz + prog) con y sin marca de FM	14.95	14.92	13.62	10.68	11.46	12.2	10.99
		Forzadas, sin marca de FM	12.60	11.85	10.93	8.28	8.83	8.81	7.83
SAIDI	Duración media de interrupción por usuario	Internas (forz + prog) con y sin marca de FM	21.49	18.67	19.09	13.92	14.67	16.29	15.08
		Forzadas, sin marca de FM	17.90	14.34	14.94	9.67	10.35	10.52	9.44
CAIDI	Duración promedio de cada interrupción	Internas (forz + prog) con y sin marca de FM	1.44	1.25	1.40	1.3	1.28	1.34	1.37
ASAI	Disponibilidad promedio del sistema	Internas (forz + prog) con y sin marca de FM	0.9975	0.9979	0.9978	0.9984	0.9983	0.9981	0.9983

Fuente: Gerencia de Explotación

Se muestra a continuación los gráficos de evolución de los indicadores anuales de SAIFI y SAIDI. No es posible sumar a la comparación los valores del año 2024 porque aun el mismo no ha transcurrido por completo, es decir no esta consolidado.





La evolución histórica anual, que se registra en las gráficas previas nos permite observar que la tendencia progresiva de mejoras que se observa desde 2017, hasta 2023, es resultado de:

1. Reconsideración y actualización de Planes de Mantenimiento.
2. Una sostenida aplicación de fondos en el tiempo destinada a mantenimiento e inversiones (obras y equipamiento),
3. Actualización de criterios de operación orientados a la maximización de la calidad de servicio: evitar interrupciones o, en caso de ser éstas inevitables, reducir el impacto sobre la cantidad de usuarios afectados y/o el tiempo de interrupción.

A fin de sostener esto, se destaca que, para asegurar la prestación del servicio eléctrico con una mejora continua en la calidad de servicio, se requiere una sostenida aplicación de recursos destinados al mantenimiento, la reposición y el crecimiento de las instalaciones.

CAPÍTULO VIII

PLAN DE DIGITALIZACIÓN INTEGRAL

A partir de la decisión estratégica del Directorio, se tiene previsto avanzar en un Plan de Digitalización Integral basado en cuatro ejes:

1. Gestión del ciclo de vida de los activos

La digitalización de las redes eléctricas permite recopilar información en tiempo real sobre el funcionamiento del sistema eléctrico, reduciendo los tiempos de respuesta frente a la ocurrencia y detección de fallas, analizar la estabilidad del sistema y la detección de pérdidas no técnicas, entre otras tareas. Esto proporciona mejoras en la gestión, operación y mantenimiento de las redes, el aumento de la vida útil de los activos y mejoras en la productividad y la eficiencia operativa de la infraestructura de distribución utilizada para la prestación del servicio de energía eléctrica.

2. Optimización e integración de la red

Los datos recopilados a partir de la digitalización de los diferentes elementos de la red eléctrica también resultan útiles para la planificación y diseño de las propias redes. Esto allana el camino para el despliegue de recursos energéticos distribuidos, tales como sistemas de generación eléctrica de pequeña escala y elementos de almacenamiento de excedentes energéticos que suministran energía eléctrica al sistema cuando esta es requerida, mejorando su estabilidad.

3. Servicios integrados a los usuarios

Los datos generados a partir del despliegue de "medición inteligentes" pueden utilizarse para la optimización integral del proceso de comercialización, identificar hábitos de consumo de los usuarios, elaborar perfiles de carga e identificar los recursos energéticos distribuidos (DERs), entre otros aspectos. De esta forma, permiten a las empresas prestadoras de servicios eléctricos empaquetar productos y servicios de generación y gestión de la energía eléctrica, dando la posibilidad de establecer tarifas horarias diferenciadas, gestionar los consumos y pagos de los usuarios e incorporar al sistema la energía generada por los clientes, promoviendo un uso más eficiente de la misma.

4. Personalización de los servicios y experiencia del usuario

La digitalización de las redes eléctricas también permite la personalización de los servicios prestados por los operadores de las redes eléctricas, los cuales se adaptarán y ajustarán a las necesidades y requerimientos de los usuarios, haciendo que la electricidad pase de ser un elemento accesorio a una experiencia para ellos.

Todo lo mencionado confluye en el "aumento y mejora del valor agregado" en nuestra actividad de distribución de energía eléctrica.

En el marco del Plan de Digitalización Integral se han previsto ejecutar durante los próximos años los siguientes proyectos:

1. Telemedición de Usuarios Bimestrales

Habiendo finalizado en forma exitosa la implementación de la telemedición de los Grandes Usuarios, el proyecto de telemedición se enfocará en los usuarios de Pequeñas Demandas, de acuerdo al Plan Integral de Telemedición de Pequeñas Demandas propuesto por la Gerencia Comercial.

Este proyecto será abordado en forma intergerencial a partir de la experiencia adquirida en las pruebas piloto efectuadas con la adquisición de 32.000 medidores inteligentes. La especificación, implementación y mantenimiento de los Sistemas de Telemedición, la infraestructura de comunicaciones a emplear, la integración con los restantes sistemas de información y el seguimiento de las actividades del proyecto (PMO), será responsabilidad de la Gerencia Comercial.

Este plan tiene como objetivo general telemedir el 100% de los usuarios de pequeñas demandas. Esto pretende generar un impacto significativo en la empresa, aportando los siguientes beneficios:

- **Automatización y Eficiencia del Proceso de Facturación:** El sistema de telemedición permite automatizar la lectura de medidores y el proceso de facturación, reduciendo errores y optimizando los recursos operativos.
- **Detección y Reducción de Pérdidas Técnicas y No Técnicas:** Mejora la capacidad de identificar y mitigar pérdidas de energía, tanto técnicas como no técnicas, a partir de la confección de balances de SETs con alto grado de precisión.
- **Gestión Remota de Usuarios:** Habilita la gestión a distancia de los usuarios de manera de optimizar los procesos de suspensión del suministro por falta de pago, limitación de suministro mediante relé de corte con configuración particular, etc.
- **Implementación de Tarifas Inteligentes:** Permiten implementar estructuras de precios dinámicos que se ajustan en función de la demanda de energía, la hora del día o las condiciones del mercado. Estas tarifas incentivan a los usuarios a consumir energía durante períodos de menor demanda (cuando el costo es más bajo) y a reducir el consumo en horas punta (cuando el costo es más alto). Esto no solo ayuda a equilibrar la carga en la red eléctrica, sino que también promueve un uso más eficiente y consciente de la energía, beneficiando tanto a los usuarios como a la empresa distribuidora.
- **Transparencia y Acceso a la Información:** A través de la oficina virtual y la app, los usuarios pueden acceder a información detallada sobre su consumo, lo que aumenta la transparencia, mejora la relación con el cliente y fomenta el uso eficiente, inteligente y responsable de la electricidad.
- **Estudios Tarifarios y Caracterización de la Demanda:** Provee datos precisos que permiten realizar estudios tarifarios y una caracterización detallada de la demanda, facilitando la planificación y expansión de la red, como también, mejorando los pronósticos para compra de energía.
- **Eficiencia en la Toma de Decisiones:** La gestión de datos en tiempo real facilita una toma

de decisiones más informada y ágil, optimizando la operación de la red, la gestión de la empresa y la respuesta rápida a cambios en el mercado.

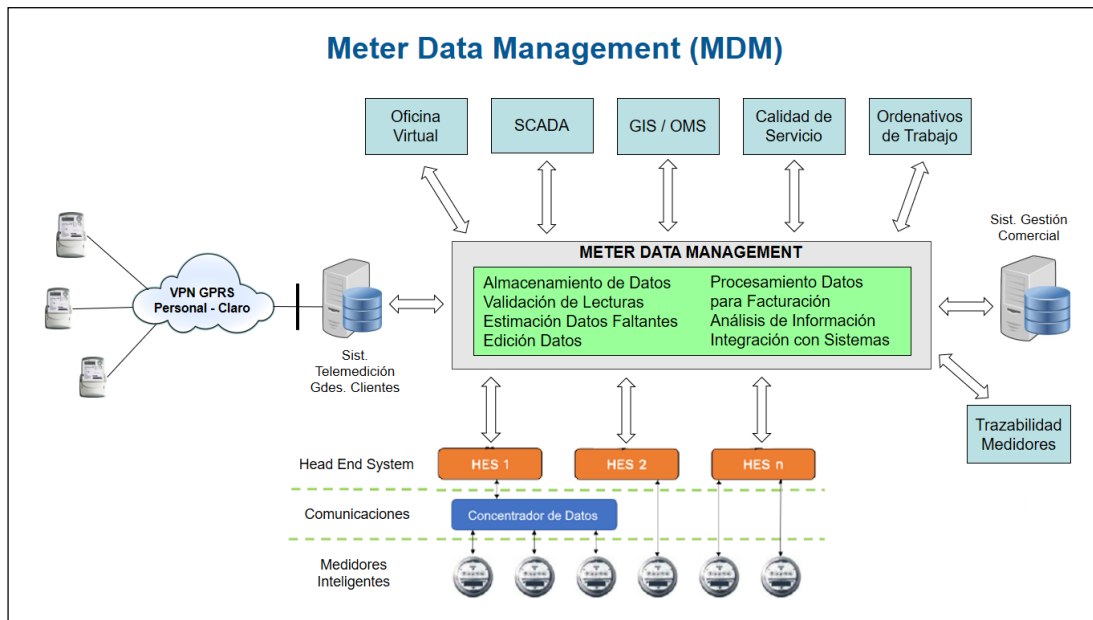
- Capacitación y Modernización del Personal: Fomenta la actualización de las habilidades y competencias del personal, adaptándolas a las nuevas tecnologías y procesos.
- Fomento de un Mercado Eléctrico Inteligente: Facilita un entorno donde interactúan de manera más eficiente redes, usuarios y la empresa, promoviendo un mercado eléctrico más inteligente y dinámico.

2. Adquisición del MDM (Meter Data Management)

La implementación de la telemedición de los clientes permitirá, entre otras, lograr las siguientes mejoras:

- Automatizar el proceso de lectura y facturación de clientes, minimizando los errores por ingresos de datos manualmente.
- Mejorar la validación de las lecturas.
- Efectuar estimaciones más precisas, en caso de ser necesarias.
- Obtener eventos y alarmas ante situaciones que irregulares que pudieran requerir atención.
- Efectuar cortes del suministro y reconexiones a distancia.
- Implementar tarifas dinámicas por potencia y bandas horarias.
- Permitir la realización de estudios de demanda.
- Facilitar la elaboración de balances de energía y la detección de pérdidas no técnicas.
- Crear reclamos técnicos por falta de suministro en forma automática a través del “último suspiro” (last gasp) de los medidores.
- Efectuar estudios de Calidad de Servicio que contemplen la calidad del producto eléctrico.
- Detectar en forma temprana sobrecargas de transformadores de distribución.

Para poder hacer uso de tales beneficios y disponer de un repositorio adecuado para alojar el volumen de información asociado a la telemedición, se ha previsto la adquisición de un Sistema de Gestión de Datos de Medidores MDM (“Meter Data Management”). MDM es, justamente, la solución desarrollada para gestionar y almacenar grandes volúmenes de datos y resolver la integración de los sistemas empresariales, lo cual se representa en la siguiente figura.



3. Actualizar los Sistemas de Telesupervisión (SCADAs)

Se ha planificado, en la presente gestión, actualizar los Sistemas de Telesupervisión (SCADAs) instalados en la Empresa que se utilizan para el telecontrol de la red eléctrica de alta y media tensión de la provincia. Actualmente, cuenta con los siguientes Centros de Control:

- Centro de Control Operativo (CCO)
- Centro de Control Auxiliar (CA)
- Centro de Control de MT Rosario
- Centro de Control de MT Santa Fe
- Centro de Control Territorial Rafaela,
- Centro de Control Territorial San Lorenzo
- Centro de Control Territorial Esperanza

Los nuevos sistemas conservarán las funcionalidades existentes, es decir:

- Funcionamiento distribuido con los sitios de Rosario y Santa Fe activos en forma simultánea y replicación bidireccional de datos entre ellos.
- Módulos EMS (Energy Management System) y DMS (Distribution Management System) para estudios eléctricos en redes de alta y media tensión.
- Módulo DTS (Dispatcher Training System) para capacitación de operadores
- Módulo SOTR para integración con el Sistema de Operación de Tiempo Real de CAMMESA

Se incluirá en el proyecto un **Sistema de Gestión de Recursos Energéticos Distribuidos DERMS** (Distributed Energy Resource Management Systems) conformado por un conjunto de tecnologías y estrategias que permiten el monitoreo, el control y la optimización en tiempo

real de redes energéticas complejas.

Estos sistemas gestionan la integración de los recursos energéticos distribuidos como ser paneles solares fotovoltaicos, baterías, generadores eólicos y vehículos eléctricos (que pueden actuar como fuentes de energía o carga), permitiendo aprovechar todo el potencial de las fuentes de energía renovables.

Los DERMS son una herramienta clave para la transición energética hacia un sistema eléctrico más descentralizado, inteligente y sostenible, al facilitar la integración de energías renovables y mejorar la eficiencia de la red.

4. Telesupervisión de redes de MT suburbanas y rurales

Se proseguirá con el proceso de adecuación al telecontrol de las redes eléctricas de media tensión (centros de distribución, estaciones de rebajes 33/13,2 kV, reconectores, detectores de paso de falla, etc.) operando estas instalaciones desde los Centros de Control Territoriales conformados y a crear.

5. Uso de la norma IEC61850 para telesupervisión de nuevas instalaciones

El nuevo estándar IEC61850 para la automatización de subestaciones producto del gran avance tecnológico ya que permite la integración de diferentes sistemas y dispositivos de subestación, independientemente de su fabricante o proveedor.

Esto permite reducir costos ya que elimina la necesidad de interfaces y adaptadores propietarios y simplifica la interconexión entre equipos de diferentes marcas y protocolos

6. Red de datos:

Para lograr Redes Inteligentes (SmartGrids), el telecontrol de instalaciones debe extenderse más allá de las Estaciones Transformadoras y Centros de Distribución incorporando elementos de maniobra de la red de distribución como ser reconectores, seccionadores bajo carga o subestaciones inteligentes pasa a ser una herramienta crucial.

En este contexto, resulta indispensable contar con comunicaciones a la red de distribución para tener SETs inteligentes que puedan ser operadas, monitoreadas e integrar los concentradores de medición PLC. Para ello es necesario acompañar a la red eléctrica de distribución con una red de comunicaciones por Fibra Óptica del tipo Fiber To The Home (FTTH), esto permitiría incorporar el concepto de distribuidores inteligentes.

Asimismo, se debe dotar a la red troncal de datos de mayor inteligencia para poder incorporar conceptos como Calidad de Servicio (QoS) y políticas de seguridad que permitan segmentar y aislar la red en función de las aplicaciones, permitiendo trabajar de forma aislada entre si aplicaciones de IT, OT e IoT.

7. Instalación de Sistemas de Alarma y Videovigilancia

Se ha previsto continuar con la instalación de sistemas de alarmas y de video vigilancia en dependencias de la EPE a mejorar la seguridad (se cuenta actualmente con más de 700 cámaras de seguridad instaladas en 117 sitios distribuidos en toda la provincia).

A fin de supervisar estas instalaciones se cuentan con tres Centros Regionales de Monitoreo de CCTV ubicados en Rafaela, Rosario y Santa Fe, habiéndose previsto habilitar un cuarto centro en Reconquista para monitorear sitios de la región Noreste de la provincia.

8. Implementación de centrales telefónicas IP

En la presente gestión se ha iniciado el proceso de migración de centrales telefónicas analógicas de tecnología propietaria a centrales telefónicas IP de arquitectura abierta, habiéndose concretado el reemplazo de 20 centrales.

A partir de los buenos resultados obtenidos, se ha previsto continuar desplegando esta tecnología para unificar las comunicaciones en todo el territorio provincial.

9. Extender el uso del Sistema de Gestión de Interrupciones (OMS) a todo el ámbito provincial

En virtud los beneficios asociados con el uso del Sistema de Gestión de Interrupciones (OMS) para la atención de los usuarios y la gestión de los reclamos técnicos, se ha previsto continuar expandiendo su uso incorporándose nuevas localidades a los Centros de Control Territoriales existente y creando nuevos en casos en los que fuera necesario.

Junto con OMS, se tiene previsto extender también el uso de los sistemas de Aviso de Cortes Programados y Gestión de Anomalías a toda la provincia.

10. Implementación de Aplicaciones Móviles para las Cuadrillas (OMS MÓVIL)

OMS móvil es una aplicación que utilizan las Cuadrillas de Primera Intervención (Guardia de Reclamos) para recibir los Documentos (Órdenes de Atención de Reclamos Técnicos) derivados por los Centros de Control Territoriales (CCT) y registrar la gestión de los mismos. Su principal ventaja es lograr que los Documentos Puntuales puedan ser gestionados íntegramente por la cuadrilla (recibirlos, cargar las actividades realizadas y cerrarlos), logrando reducir la interacción con los operadores de los CCT para un gran porcentaje de los eventos (estadísticamente un 70% de los documentos son puntuales).

En una segunda etapa, se avanzará en una integración con el mapa (cromo), lo cual permitirá dotar a las cuadrillas de más herramientas para la gestión de los eventos (gestionar documentos agrupados, generar Anomalías, etc)

11. Integración del Sistema de Gestión de Interrupciones (OMS) con la Telemedición

Se tiene previsto integrar los sistemas de telemedición con OMS a fin de recibir el aviso de las interrupciones del servicio en los usuarios directamente a partir del “último suspiro” (last gasp) enviado por los medidores inteligentes.

Esta funcionalidad permitirá gestionar las interrupciones del servicio en forma más rápida, eficiente y con mejor información, sin tener que esperar los reclamos de los usuarios para actuar ante fallas en la red.

12. Implementación del Módulo de Proyectos de la plataforma GIS

El módulo de Proyectos es una herramienta que va a permitir sumar al modelo cliente red proyectos sobre las redes AT/MT y BT que aún no han sido ejecutados. También tiene la funcionalidad de ir evolucionando los proyectos en la medida de su avance hasta su puesta en servicio. Durante el presente año se redactó la especificación técnica para adquirirlo en conjunto con las Gerencias de Explotación y de Infraestructura.

13. Puesta en producción del Frente Comercial del Sistema Integrado de Gestión Empresaria (SAP)

Se encuentra en la instancia final de implementación la Etapa I correspondiente a Grandes

Demandas y una vez concretada la puesta en producción se proseguirán los trabajos asociados a usuarios de Pequeñas Demandas (Etapa II).

El nuevo sistema cubrirá la gestión comercial de los usuarios en su totalidad en forma totalmente integrada con el resto de los sistemas, en particular con el ERP utilizado por la Gerencia de Administración.

También se prevé incorporar una funcionalidad que permita el alta unificada de usuarios, tanto en SAP como en GIS. Esto permitirá la georreferenciación y vinculación a la red de cada uno de ellos desde el inicio de la relación comercial.

14. Planificar la migración de los sistemas SAP a S4/HANA

Dado que SAP ha informado que la plataforma implementada en EPE dejará de tener soporte en año **2027** para aquellas empresas que no han iniciado un proceso de migración y en **2030** para aquellas que se encuentran con un plan en ejecución, deberá comenzar a trabajarse en la planificación de la actualización de los módulos a la versión S4/HANA.

Puesto que esta actualización implica cambios profundos en los sistemas que incluyen las bases de datos empleadas debe ser cuidadosamente estudiada y coordinados los trabajos con los frentes de Administración, Recursos Humanos y Comercial.

15. Implementación del Sistema de Certificación de Obras

El sistema permitirá gestionar las obras efectuadas por la Gerencia de Infraestructura, tarea que actualmente se realiza mediante planillas electrónicas.

Contará con una interfaz de usuario web y se ha previsto su implementación en etapas hasta cubrir íntegramente los procesos asociados a las obras desde el inicio de los trabajos hasta su finalización (cotización, medición del avance, certificación de los trabajos, redeterminaciones, órdenes de servicios y notas de pedido y documentación conforme a obra).

16. Implementación de un Sistema de Gestión para los Planes Anuales de Compras (PAC)

Permitirá supervisar la ejecución de los planes de compras durante el desarrollo del año, contándose con alertas tempranas ante apartamiento de lo oportunamente planificado.

17. Extender el uso del Sistema de Gestión de Activos

Habiéndose habilitado el uso del módulo PM de SAP para el mantenimiento de instalaciones de alta tensión, se ha previsto extender su uso a otras instalaciones eléctricas e incorporar nuevas funcionalidades a su alcance (por ejemplo, gestión de Planes de Mantenimiento).

18. Actualización del Sistema de Expedientes

Implementación de un nuevo Sistema de Gestión de Expedientes que facilite la digitalización de procesos y el reemplazo de los trámites en formato papel.

19. Portal Web de Personal

Portal con el cual todo agente de la empresa puede consultar con el sistema de Recursos Humanos todo lo referente a su persona y cargo. Además, se analiza por este portal

interactuar con el agente realizando trámites internos vía digital agilizando trámites que actualmente deben realizarse de manera personal.

20. Oficina Virtual EPE

Continuará trabajándose en el portal desarrollado, incorporándole las siguientes mejoras:

- Gestión de altas y bajas de suministros.
- Implementación de niveles de autenticación de usuarios habilitando o deshabilitando funcionalidades a la plataforma de acuerdo al nivel de usuario.
- Facilitar el acceso a la curva de carga a usuarios telemedidos.
- Nuevas funcionalidades que se demanden

21. APP Oficina Virtual EPE

Continuará trabajándose en la APP desarrollada, incorporándole todas las prestaciones con que cuenta la oficina virtual.

22. Sistema Web Prosumidores 4.0

Sistema integral de Prosumidores, requerimiento elevado por la Secretaria de Energía.

23. Gestión Documental de proveedores

Gestión de los proveedores vía digital administrando toda la documentación que es necesaria para la gestión con la Empresa.

24. Sistema de gestión de Factibilidad

- Desarrollo de una plataforma web para la gestión integral de solicitudes de factibilidad, donde los usuarios puedan realizar sus solicitudes en línea, cargar la documentación requerida y hacer seguimiento en tiempo real del estado de su trámite.
- Incorporación de análisis técnicos automáticos sobre la capacidad de la red, flujo de carga y posibles obras necesarias, con un catálogo de obras tipificadas y sus costos actualizados periódicamente.

25. Facturación electrónica

Facturación de multas a proveedores de manera automática con AFIP. Esto se puede expandir a otros tipos de facturación a Terceros que la empresa necesite.

26. Sistema de Gestión de Control de Perdidas

Sistema de digitalización de procesos de inspección de suministros y gestión de manera integral las ordenes de trabajo (OT), actas de inspección y las denuncias por hurto de energía. Esto permitirá optimizar los tiempos de respuesta, mejorar la calidad de la información y reducir las pérdidas no técnicas.

27. Sistema de Gestión de Calderas

Sistema de gestión de las calderas de las cuales por normativa somos responsables de su inspección.

28. Actualización del sistema de Atención a usuarios:

Actualmente el sistema que da soporte técnico a los SIAU (Call Centers) está basado principalmente en la atención telefónica ya sea en la recepción automática por IVR o directa con los agentes del SIAU. Esta plataforma se actualizará para ir a una solución omnicanal que permita ampliar la atención de los SIAU a otros medios integrando así todo en una única plataforma que contemple SMS, Whatsapp, Redes Sociales, etc.

29. Expandir el uso de Aplicaciones Móviles

Desarrollo de aplicaciones móviles para mejorar procesos en forma análoga a lo realizado para Toma de Lectura de Medidores o el Despacho de Reclamos Puntuales.

Uno de los proyectos a abordar será la realización de Actas de Fraude a través de dispositivos móviles.

En la plataforma GIS, se tiene previsto incorporar el Cromo Móvil y Bandeja de Entrada, la cual permitirá desde campo informar a Despachos y/o Centros de Carga sobre novedades en la red para que sea actualizado el sistema.

30. Conformar un grupo de trabajo Seguridad Informática

Será responsable de planificar, coordinar y administrar los procesos asociados a la seguridad informática a fin de garantizar la integridad, confidencialidad y disponibilidad de la información mediante una gestión proactiva frente a amenazas cibernéticas y difundir la cultura de seguridad entre todos los miembros de la organización.

Entre las principales funciones a desempeñar podemos mencionar:

- Supervisión y Protección: Monitoreo constante de la infraestructura tecnológica para detectar, prevenir y neutralizar actividades maliciosas.
- Gestión de Riesgos: Evaluación continua de vulnerabilidades, diseñando e implementando estrategias para su mitigación.
- Capacitación y Concientización: Implementación de programas educativos para el personal, promoviendo prácticas seguras en el uso de tecnologías y conciencia sobre amenazas emergentes.
- Respuesta a Incidentes: Establecimiento de un protocolo de acción rápida y coordinada ante cualquier brecha o ataque de seguridad.
- Cumplimiento Normativo: Aseguramiento del cumplimiento de regulaciones, leyes y estándares nacionales e internacionales en materia de ciberseguridad
- Evaluación de Proveedores: Revisión y verificación para que los proveedores tecnológicos cumplan con los estándares de seguridad requeridos.
- Normativas Internas: Creación, revisión y actualización de políticas y requisitos internos de seguridad informática.
- Auditorías: Promover la aplicación de auditorías enfocadas a la seguridad, para evaluar las prácticas de seguridad informática dentro de la organización.

31. Proyectos de Ciberseguridad

- **Implementar solución de Seguridad Perimetral:**

La solución, actualmente en implementación, permite proteger los centros de cómputos de la ciudad de Rosario y Santa Fe con Firewalls de nueva generación y Firewalls de aplicaciones Web para los sitios publicados por la empresa en Internet. Incluye además implementar una nueva solución de VPN para acceso remoto con doble factor de autenticación.

- **Implementar una solución para respaldo de datos:**

El sistema, recientemente adjudicado, contará con capacidad de compresión, deduplicación, inmutabilidad, protección contra Ransomware, encriptación, recuperación instantánea y bóveda de datos con aislación física de la red.

- **Implementar una solución XDR (Extended Endpoint Detection and Response) o NDR (Network Detection and Response):**

El sistema recopilará automáticamente datos en múltiples capas de seguridad: correo, endpoint, servidores, proxys, dispositivos de red, firewall, DNS, etc., permitiendo que los equipos de seguridad detecten, investiguen y respondan a las ciberamenazas con rapidez y efectividad.

- **Gestión de Activos en entorno TO**

Está previsto la adquisición de una solución de gestión de activos y vulnerabilidades, detección continua de amenazas y monitoreo de dispositivos en el entorno de Tecnología de Operaciones (TO). Esta solución permitirá gestionar el inventario de más de 1000 dispositivos que se encuentran en más de 90 instalaciones en toda la provincia que se emplean para comando, protección y medición de la red eléctrica.

- **Gestión de Vulnerabilidades en entorno TI**

Se ha dispuesto la adquisición de una solución de gestión de activos y vulnerabilidades, detección de amenazas 0 Day, escaneo de la red, instalación de parches y actualizaciones en aplicaciones y sistemas operativos y ejecución de scripts masivos. Esta solución permitirá gestionar más de 1300 dispositivos de usuarios en todas las oficinas de la provincia y más de 300 servidores empresariales en los centros de cómputos de las ciudades de Santa Fe y Rosario.

Se indican a continuación las inversiones asociadas a proyectos tecnológicos previstas para el año 2025, identificándose aquellos asociados a programas específicos a través de las Áreas Funcionales indicadas en la siguiente tabla:

Proyectos EPE Digital	Área Funcional
Telemedición	16008
Telecontrol	16009
Oficina Virtual	16010

SISTEMAS DE INFORMÁTICA:

Descripción	Área Funcional	Importe IVA Incluido
Sistemas de Gestión Empresaria - Implementación Frente Comercial	16000	\$ 583.985.290
Sistemas de Gestión Empresaria GAPS Fase II	16000	\$ 204.465.801
Licencias de Nuevos Usuarios SAP	16000	\$ 553.278.185
Licencias Base de Datos Progress	16000	\$ 43.814.100
Licencias Windows Server (4)	16000	\$ 29.209.400
Licencias Virtualización (p/15 Servidores)	16000	\$ 87.628.200
Sistema de descubrimiento de activos, gestión de vulnerabilidades y detección de amenazas en entornos OT/IOT	16000	\$ 219.070.501
Software de Monitoreo Sistemas y Redes	16000	\$ 109.535.251
SAP comercial - Pedido 4020001867 - Gap's Fase I	16000	\$ 33.422.097
SAP comercial - Nueva Gestion de Gaps Fase I - ampliación	16000	\$ 26.200.832
SAP comercial - Pedido 4020001980 - Upgrade	16000	\$ 56.666.236
Implementación módulos SITE-GIS (MODULO PROYECTOS)	16000	\$ 307.467.370
Implementación módulos SITE-GIS (DESPACHO MOVIL CON CROMO)	16000	\$ 219.070.501
Implementación módulos SITE-GIS (NNSS)	16000	\$ 112.456.191
Otras Licencias (incluye software calculo enlaces comunic.)	16000	\$ 1.210.000
TOTAL		\$ 2.587.479.955

EQUIPAMIENTO INFORMÁTICO:

Descripción	Área Funcional	Importe IVA Incluido
Adquisición Servidores varios s/Licencias Software (15)	16000	\$ 438.141.002
Adquisición Servidores SAP - HANA (4)	16000	\$ 584.188.003
Adquisición Storage	16000	\$ 584.188.003
Renovación y ampliación del parque de Pcs (200 Linux + 100 Win)	16000	\$ 554.978.603
Adquisición de PCs para Centros de Carga GIS (20)	16000	\$ 102.232.901
Adquisición de PCs para Centros de Carga GIS (40)	16000	\$ 116.837.601
Adquisición de WStation y Monitores Puestos Operación SCADA (4) y Centros de Monitoreo (4)	16009	\$ 39.724.784
Reemplazo Servidores SCADA (2)	16009	\$ 16.065.170
Adquisición de Notebooks (50)	16000	\$ 153.641.445
Renovación parcial del parque de captores de datos (12)	16000	\$ 30.967.806
Adquisición de Plotters (3)	16000	\$ 56.958.330
Renovación y ampliación del parque de Impresoras	16000	\$ 86.815.004

Descripción	Área Funcional	Importe IVA Incluido
Renovación Impresoras Alto Volumen (4)	16000	\$ 295.745.177
Adquisición de Impresoras Multifuncion A3 (10) IVA 21%	16000	\$ 7.492.211
Adquisición de Impresoras Multifuncion 34ppm (10)	16000	\$ 3.651.175
UPS para Data Centers	16000	\$ 401.045.064
Adquisición Equipos de Aire Acondicionados - Centros de Cómputos	16000	\$ 262.884.601
Sistema de Backup en discos (Respaldo Storage)	16000	\$ 730.235.004
Ampliación Red Inalámbrica corporativa	16000	\$ 36.511.750
Equipamiento proyecto de realidad virtual etapas 3 y 4	16000	\$ 47.834.102
Equipamiento sistema control de acceso - RRHH	16000	\$ 876.282.005
Otros equipos menores	16000	\$ 14.604.700
TOTAL		\$ 5.441.024.442

SISTEMAS DE COMUNICACIÓN:

Descripción	Área Funcional	Importe IVA Incluido
Radioenlaces de microondas (Ampliación + Sitios pendientes transener)	16009	\$ 376.883.046
Routers SW Capa3 24ptos (30)	16000	\$ 657.211.500
Instrumental de laboratorio	16000	\$ 45.274.570
Radios Digitales de dos vías (Repuestos)	16000	\$ 87.628.200
Actualización de plataforma de Callcenter	16009	\$ 219.070.500
RTUs para CD y ER (RTUs G100) (6)	16000	\$ 70.978.842
RTUs para CD y ER (RTUs G100) (3)	16009	\$ 118.298.070
UPSs 20KV para centros de operaciones (4)	16009	\$ 49.655.980
Video conferencia (10 camarás para salas chicas)	16000	\$ 8.091.004
TOTAL		\$ 1.633.091.712

SERVICIO DE COMPUTACIÓN:

Descripción	Área Funcional	Importe IVA Incluido
Mantenimiento de Sistemas Telesupervisión (SCADAs).	16009	\$ 193.074.135
Mantenimiento Sistema de Telemedición GD	16008	\$ 45.741.921
Mantenimiento Sistema de Telemedición PD	16008	\$ 26.726.601
Soporte y Mantenimiento Sistema Gestion Empresaria (SAP). Corresponde a los frentes Recursos Humanos y Administración.	16000	\$ 390.003.502
Soporte y Mantenimiento Sistema Gestion Empresaria (SAP). Corresponde al Frente Comercial	16000	\$ 233.675.201
Mantenimiento de equipos (HP) Corresponde al mantenimiento de servidores, Unidad robótica	16000	\$ 417.811.260

Descripción	Área Funcional	Importe IVA Incluido
ubicados en ambos Centros de Cómputos		
Servicio Mantenimiento y Soporte correctivo GIS	16000	\$ 328.574.395
Convenio UTN Maestro de calles GIS/SAP (contrato actual)	16000	\$ 9.146.386
Convenio UTN Maestro de calles GIS/SAP (nuevo convenio)	16000	\$ 95.274.850
Mantenimiento Equipos de Aire Acondicionado Mantenimiento de equipos de aire acondicionado ubicado en el Centro de Cómputos Santa Fe y Rosario	16000	\$ 105.723.424
Servicio instalación Equipos de Aire Acondicionados	16000	\$ 266.389.729
Mantenimiento de UPSs Centro de Cómputos Santa Fe y Rosario Cuatro (4) equipos por dos (2) años e incluye provisión de repuestos	16000	\$ 30.815.917
Servicio de instalación UPSs	16000	\$ 52.576.920
Servicio de Impresión Alto volumen (Mantenimiento y Provisión de Insumos)	16000	\$ 189.613.405
Plataforma de Desarrollo Software	16000	\$ 52.576.920
Servicio mantenimiento equipos Lenovo	16000	\$ 40.893.160
Suscripción Licencias Sistema Backups - Data Protector	16000	\$ 58.418.800
Suscripción Licencias Sistema Backups - Veeam	16000	\$ 135.823.711
Servicio Mantenimiento Lotus Notes	16000	\$ 8.762.820
Otra Consultoría - Asistencia Técnica	16000	\$ 1.210.000
Servicios Consultoría Seguridad Informática	16000	\$ 29.209.400
Servicio Soporte Firewalls Datacenters	16000	\$ 40.893.160
Suscripción GDT	16010	\$ 13.144.230
Soporte y mtto GDT	16010	\$ 31.546.152
Soporte SAP Upgrade	16000	\$ 39.140.589
Servicio de implementación solución de Back up	16000	\$ 197.611.815
Servicio de instalación Servidores - Virtualización	16000	\$ 29.209.400
Servicio de instalación Servidores - SAP HANA - PREGUNTAR	16000	\$ 43.814.100
Servicio instalación, capacitación y soporte de control de acceso - RRHH	16000	\$ 191.379.990
Capacitación soluciones Red Hat	16000	\$ 20.446.580
Capacitación/actualización seguridad informática	16000	\$ 17.525.640
Capacitación soluciones VMWARE	16000	\$ 7.302.350
Servicio soporte Terminales de autoconsulta	16000	\$ 7.010.256
Servicio de digitalización de legajos - s/ RRHH	16000	\$ 328.764
Servicio instalación de Storage	16000	\$ 175.256.401
Servicio instalación de Switch	16000	\$ 43.814.100
Servicios de Internet	16000	\$ 7.556.572
Servicio de detección de fraudes	16000	\$ 336.346.243
Servicio Desarrollo de Software	16000	\$ 181.500.000
Convenio UTN - Obras	16000	\$ 175.256.401
TOTAL		\$ 4.271.125.203

SERVICIOS DE COMUNICACIONES Y TELEFONÍA:

Descripción	Área Funcional	Importe IVA Incluido
Servicio Telefonía fija	16000	\$ 158.384.062
Servicio Telefonía celular	16000	\$ 52.424.634
Servicio de comunicaciones de datos (Enlaces MPLS ROS, SFE, RAF, CAS, REC, VTU y CER con up-grade SFE/ROS)	16000	\$ 8.653.882
ENACOM-Tasa por uso del espectro (define ENACOM)	16000	\$ 7.567.384
Servicio de Internet (Area Informática)	16000	\$ 0
Recepción de reclamos por WhatsApp y envío de notificaciones	16000	\$ 32.616.105
GPRS (Contratación 5200 líneas con VPN)	16008	\$ 78.761.834
TOTAL		\$ 338.407.900

MANTENIMIENTO LICENCIAS INFORMATICAS

Descripción del Proyecto	Importe IVA Incluido
Mantenimiento licencias SAP (Actuales)	\$ 364.518.709
Mantenimiento licencias SAP (a incorporar)	\$ 92.431.686
Renovación mantenimiento licencias Autodesk / Map Guide	\$ 314.859.122
Renovación mantenimiento productos ORACLE	\$ 60.058.871
Mantenimiento Licencias Linux Red (4 licencias 2P por tres años)	\$ 16.795.405
Mantenimiento Licencias Bentley	\$ 9.760.321
Mantenimiento Licencias PSS - Cape	\$ 45.274.570
Mantenimiento Licencias PSS - E	\$ 42.353.630
Mantenimiento Licencias PSS - Sincal	\$ 48.195.510
Mantenimiento Licencias GDE	\$ 43.814.100
Renovación Licencias Lotus Notes	\$ 70.277.817
TOTAL	\$ 1.108.339.742

CAPÍTULO IX

FLUJO DE FONDOS GLOBAL

El total de recursos en el Proyecto de Presupuesto para el ejercicio 2025 asciende a **\$1.447.654.662.000**. El mismo fue elaborado en el mes de Junio del 2024 con las pautas establecidas por el Ministerio de Economía de la Provincia las cuales consideraban una inflación anual esperada para el 2025 del 50% y un tipo de cambio de \$1.135 por dólar. En virtud de lo anterior se asignaron las partidas presupuestarias de erogaciones para cada Gerencia.

A través de Expte. EPESF 1-2024-1149820, la Gerencia General solicitó a todas las Gerencias la actualización de dicho presupuesto en base a nuevas pautas macrofiscuales definidas por el Ministerio de Economía de la Provincia, las cuales reflejaban las aplicadas en el Proyecto de Presupuesto Nacional, de acuerdo al siguiente detalle:

Pautas Macrofiscales

Aplicadas en el Proyecto del Presupuesto Nacional 2025*

Crecimiento proyectado del PBI año 2025	5%
Variación Promedio del IPC año 2025	28,2%
Inflación interanual DIC'25 / DIC'24	18,3%
Tipo de cambio U\$D Diciembre 2025	\$ 1.207

Como resultado de la mencionada revisión se obtuvo el monto actualizado de las erogaciones que permitirán atender los aspectos vinculados a la actividad de la distribuidora. Esto es: compra de energía en el Mercado Eléctrico Mayorista, inversiones en obras de infraestructura como así también en bienes de capital y servicios que resultan necesarios para llevar adelante el plan de mantenimiento 2025 y el resto de las actividades que permitan el funcionamiento eficiente de la Empresa.

En el siguiente cuadro se exponen las nuevas necesidades discriminadas por Gerencia cuya atención resulta impostergable a fines de sostener el abastecimiento de la demanda y la calidad del servicio:

GERENCIA	Necesidades Presupuestarias Adicionales
Gerencia de Desarrollo Tecnológico	\$ 23.649.700.000,00
Gerencia de Infraestructura	\$ 131.214.500.000,00
Gerencia de Explotación	\$ 151.133.000.000,00
Gerencia de Administración	\$ 70.090.124.000,00
Gerencia de Recursos Humanos	\$ 12.108.100.000,00
Gerencia de Comercial	\$ 23.196.100.000,00
Gerencia de Asuntos Jurídicos	\$ 1.530.000.000,00
Gcia. De Administración (transferencias) Otros Gastos (6% comunas+ Comisiones Bancarias por Cobranzas)	\$ 56.000.000.000,00
TOTAL	\$ 468.921.524.000,00

Fuente: Gerencia de Administración

Sin perjuicio de todo lo anterior, la Dirección de la Empresa estableció que la actualización a solicitar, contemple un incremento de la tarifa media final del **24,8% a partir del 1 de Enero de 2025**. Por tal razón, se solicitaron a todas las Gerencias la elaboración de nuevos informes de asignación de recursos a fin de actualizar y adaptar los montos oportunamente previstos para la confección del Presupuesto 2025. Como resultado de lo anterior, surgen los nuevos importes que se detallan en el siguiente cuadro, a saber:

GERENCIA	Montos a ampliar con pauta del 24,8%
Gerencia de Desarrollo Tecnológico	\$ 2.373.414.050,00
Gerencia de Infraestructura	\$ 23.433.049.150,00
Gerencia de Explotación	\$ 26.237.249.850,00
Gerencia de Administración	\$ 12.443.437.650,00
Gerencia de Recursos Humanos	\$ 1.659.914.200,00
Gerencia de Comercial	\$ 4.649.807.750,00
Gerencia de Asuntos Jurídicos	\$ 267.965.950,00

Gcia. De Administración (transferencias) Otros Gastos (6% comunas+ Comisiones Bancarias por Cobranzas)	\$ 6.650.000.000,00
TOTAL	\$ 77.714.838.600,00

Fuente: Gerencia de Administración

Es entonces este valor de **\$ 77.714.838.600** el que debe adicionarse a lo definido en el Proyecto de Presupuesto 2025.

En lo que hace a Gastos en Personal, en el Proyecto de Presupuesto 2025, se estimaron las erogaciones de acuerdo a las Pautas fijadas por el Ministerio de Economía (teniendo en cuenta la escala salarial vigente al momento de la presentación del Proyecto), lo cual arrojó \$166.461.988.000.

El impacto resultante de la metodología de actualización ya mencionada implica que durante el 2025, la cuenta de Gastos de Personal ascienda a \$238.392.988.000, determinando así, una diferencia de \$71.930.799.592.

También debemos considerar que en el Proyecto de Presupuesto 2025, en lo referente a los ingresos, proyectaba un producido de explotación por aplicación de futuros incrementos tarifarios de \$214.203.502.000.

Asimismo, es necesario aclarar que la Compra de Energía en el Presupuesto Preliminar 2025 era de \$677.490.000.000. Sin embargo, el Ministerio de Economía, a través de la Secretaría de Finanzas, al comunicar los techos presupuestarios determinó un nuevo monto, por lo que en relación a este concepto el mismo asciende a \$872.464.498.000.

En base a lo anterior surge un incremento en la partida Compra de Energía que asciende a \$194.974.498.000. Esto se regularizará en la pertinente modificación presupuestaria luego de aprobado el Presupuesto 2025.

Además, teniendo en cuenta el nivel general de créditos para erogaciones del Presupuesto 2024, resulta preciso contemplar que ciertos devengamientos deberán ser trasladados al Presupuesto 2025. Por este concepto tenemos un total de \$35.000.000.000.

Finalmente es preciso considerar que el incremento tarifario por VAD necesario para afrontar la totalidad de los gastos actualizados, repercutirán en la estimación de los impuestos en un monto de \$30.983.272.836.

Por lo tanto, de todo lo anterior surge el siguiente cuadro resumen:

Conceptos	Monto
Tarifa - Futuros Incrementos Tarifarios	\$ 214.203.502.000,00
Paritaria 2025	\$ 71.930.799.592,00
Recalculo de Erogaciones	\$ 77.714.838.600,00
Adicional Compra de Energía	-\$ 194.974.498.000,00
Traslado de Devengamientos 2024	\$ 35.000.000.000,00
Diferencial Impuestos VAD	\$ 30.983.272.836,00
TOTAL	\$ 234.857.915.028,00

Fuente: Gerencia de Administración

Como conclusión, y en el marco de todas las consideraciones realizadas en los capítulos anteriores, la diferencia proyectada entre egresos e ingresos implica la necesidad de obtener a través de una actualización del Valor Agregado de Distribución un total facturado de \$234.857.915.028.

CAPÍTULO X

ESTUDIO TARIFARIO PROPUESTO

La adaptación del cuadro tarifario que se presenta en este Capítulo fue elaborada en base a los cuadros vigentes al 1 de noviembre de 2024. Al momento de la redacción de este documento no se tiene notificaciones de parte de la Secretaría de Coordinación de Energía y Minería de la Nación respecto de la sanción de precios de la energía en el MEM.

A continuación, se describen los alcances de los ajustes tarifarios y sus efectos sobre las principales categorías tarifarias, así como el impacto sobre los montos facturados a usuarios típicos. En ese contexto, si bien la propuesta debe atender las necesidades financieras presentes, reconoce asimismo el contexto socioeconómico actual de la Argentina en general, y de la Provincia de Santa Fe en particular.

A continuación, se describen los efectos sobre las principales categorías tarifarias:

Adecuación a partir de los consumos que se registren desde el 1° de enero de 2025

El cuadro siguiente muestra la variación de tarifa media para Usuarios de Pequeñas y Grandes Demandas resultante de la adecuación tarifaria propuesta:

Segmento Tarifario	Variación Media con Impuestos
PEQUEÑAS DEMANDAS	28,0%
GRANDES DEMANDAS	20,3%
Variación Promedio	24,8%

a) PEQUEÑAS DEMANDAS

En el Cuadro siguiente se resumen los resultados de la adecuación tarifaria a nivel de impacto medio sobre cada categoría tarifaria de Pequeñas Demandas:

Segmento Tarifario	Variación Media con Impuestos
Residencial	28,1%
Comercial	28,8%
Industrial	25,0%
Instituciones	25,9%
Variación Promedio	28,0%

En los siguientes, se muestra la incidencia de modificación tarifaria propuesta sobre los importes bimestrales facturados para usuarios con consumos típicos en diferentes categorías tarifarias:

RESIDENCIAL - NIVEL 1				
CONSUMO [kWh/bim]	IMPORTE FACTURA CON IMPUESTOS [\$ /bim]		Diferencia por BIMESTRE	
	Nov-24	Ene-25	[\$ /bim]	[%]
50	\$ 11.083	\$ 14.384	\$ 3.301	29,8%
100	\$ 18.657	\$ 23.163	\$ 4.506	24,2%
200	\$ 34.994	\$ 42.398	\$ 7.404	21,2%
300	\$ 54.954	\$ 66.387	\$ 11.433	20,8%
400	\$ 77.811	\$ 95.494	\$ 17.683	22,7%
600	\$ 125.704	\$ 156.462	\$ 30.758	24,5%
800	\$ 170.180	\$ 215.350	\$ 45.170	26,5%
1000	\$ 218.794	\$ 279.468	\$ 60.675	27,7%
2000	\$ 445.534	\$ 579.421	\$ 133.887	30,1%
2800	\$ 623.439	\$ 814.973	\$ 191.535	30,7%

RESIDENCIAL - NIVEL 2 - ZONA NO FRIA				
CONSUMO [kWh/bim]	IMPORTE FACTURA CON IMPUESTOS [\$ /bim]		Diferencia por BIMESTRE	
	Nov-24	Ene-25	[\$ /bim]	[%]
50	\$ 7.155	\$ 10.456	\$ 3.301	46,1%
100	\$ 10.802	\$ 15.308	\$ 4.506	41,7%
200	\$ 19.283	\$ 26.688	\$ 7.404	38,4%
300	\$ 31.389	\$ 42.821	\$ 11.433	36,4%
400	\$ 46.390	\$ 64.073	\$ 17.683	38,1%
600	\$ 78.573	\$ 109.331	\$ 30.758	39,1%
800	\$ 115.194	\$ 160.363	\$ 45.170	39,2%
1000	\$ 163.807	\$ 224.482	\$ 60.675	37,0%
2000	\$ 390.548	\$ 524.434	\$ 133.887	34,3%
2800	\$ 568.452	\$ 759.987	\$ 191.535	33,7%

RESIDENCIAL - NIVEL 2 - ZONA FRIA				
CONSUMO [kWh/bim]	IMPORTE FACTURA CON IMPUESTOS [\$ /bim]		Diferencia por BIMESTRE	
	Nov-24	Ene-25	[\$ /bim]	[%]
50	\$ 7.155	\$ 10.456	\$ 3.301	46,1%
100	\$ 10.802	\$ 15.308	\$ 4.506	41,7%
200	\$ 19.283	\$ 26.688	\$ 7.404	38,4%
300	\$ 31.389	\$ 42.821	\$ 11.433	36,4%
400	\$ 46.390	\$ 64.073	\$ 17.683	38,1%
600	\$ 78.573	\$ 109.331	\$ 30.758	39,1%
800	\$ 115.194	\$ 160.363	\$ 45.170	39,2%
1000	\$ 163.807	\$ 224.482	\$ 60.675	37,0%
2000	\$ 390.548	\$ 524.434	\$ 133.887	34,3%
2800	\$ 568.452	\$ 759.987	\$ 191.535	33,7%

RESIDENCIAL - NIVEL 3 - ZONA NO FRIA				
CONSUMO [kWh/bim]	IMPORTE FACTURA CON IMPUESTOS [\$ /bim]		Diferencia por BIMESTRE	
	Nov-24	Ene-25	[\$ /bim]	[%]
50	\$ 8.028	\$ 11.329	\$ 3.301	41,1%
100	\$ 12.547	\$ 17.053	\$ 4.506	35,9%
200	\$ 22.774	\$ 30.178	\$ 7.404	32,5%
300	\$ 36.625	\$ 48.057	\$ 11.433	31,2%
400	\$ 53.372	\$ 71.054	\$ 17.683	33,1%
600	\$ 95.155	\$ 125.913	\$ 30.758	32,3%
800	\$ 139.631	\$ 184.801	\$ 45.170	32,3%
1000	\$ 188.244	\$ 248.919	\$ 60.675	32,2%
2000	\$ 414.985	\$ 548.872	\$ 133.887	32,3%
2800	\$ 592.889	\$ 784.424	\$ 191.535	32,3%

RESIDENCIAL - NIVEL 3 - ZONA FRIA				
CONSUMO [kWh/bim]	IMPORTE FACTURA CON IMPUESTOS [\$ /bim]		Diferencia por BIMESTRE	
	Nov-24	Ene-25	[\$ /bim]	[%]
50	\$ 8.028	\$ 11.329	\$ 3.301	41,1%
100	\$ 12.547	\$ 17.053	\$ 4.506	35,9%
200	\$ 22.774	\$ 30.178	\$ 7.404	32,5%
300	\$ 36.625	\$ 48.057	\$ 11.433	31,2%
400	\$ 53.372	\$ 71.054	\$ 17.683	33,1%
600	\$ 89.045	\$ 119.803	\$ 30.758	34,5%
800	\$ 139.631	\$ 184.801	\$ 45.170	32,3%
1000	\$ 188.244	\$ 248.919	\$ 60.675	32,2%
2000	\$ 414.985	\$ 548.872	\$ 133.887	32,3%
2800	\$ 592.889	\$ 784.424	\$ 191.535	32,3%

TARIFA JUBILADO - NIVEL 1				
CONSUMO [kWh/bim]	IMPORTE FACTURA CON IMPUESTOS [\$ /bim]		Diferencia por BIMESTRE	
	Nov-24	Ene-25	[\$ /bim]	[%]
50	\$ 9.665	\$ 12.006	\$ 2.342	24,2%
100	\$ 15.821	\$ 18.409	\$ 2.588	16,4%
200	\$ 29.268	\$ 32.800	\$ 3.531	12,1%
240	\$ 34.487	\$ 38.414	\$ 3.927	11,4%

TARIFA JUBILADO - NIVEL 2 - ZONA NO FRIA				
CONSUMO [kWh/bim]	IMPORTE FACTURA CON IMPUESTOS [\$ /bim]		Diferencia por BIMESTRE	
	Nov-24	Ene-25	[\$ /bim]	[%]
50	\$ 5.737	\$ 8.079	\$ 2.342	40,8%
100	\$ 7.966	\$ 10.553	\$ 2.588	32,5%
200	\$ 13.558	\$ 17.089	\$ 3.531	26,0%
240	\$ 15.634	\$ 19.561	\$ 3.927	25,1%

TARIFA JUBILADO - NIVEL 2 - ZONA FRIA				
CONSUMO [kWh/bim]	IMPORTE FACTURA CON IMPUESTOS [\$ /bim]		Diferencia por BIMESTRE	
	Nov-24	Ene-25	[\$ /bim]	[%]
50	\$ 5.737	\$ 8.079	\$ 2.342	40,8%
100	\$ 7.966	\$ 10.553	\$ 2.588	32,5%
200	\$ 13.558	\$ 17.089	\$ 3.531	26,0%
240	\$ 15.634	\$ 19.561	\$ 3.927	25,1%

TARIFA JUBILADO - NIVEL 3 - ZONA NO FRIA				
CONSUMO [kWh/bim]	IMPORTE FACTURA CON IMPUESTOS [\$ /bim]		Diferencia por BIMESTRE	
	Nov-24	Ene-25	[\$ /bim]	[%]
50	\$ 6.610	\$ 8.951	\$ 2.342	35,4%
100	\$ 9.711	\$ 12.299	\$ 2.588	26,6%
200	\$ 17.048	\$ 20.580	\$ 3.531	20,7%
240	\$ 19.823	\$ 23.750	\$ 3.927	19,8%

TARIFA JUBILADO - NIVEL 3 - ZONA FRIA				
CONSUMO [kWh/bim]	IMPORTE FACTURA CON IMPUESTOS [\$ /bim]		Diferencia por BIMESTRE	
	Nov-24	Ene-25	[\$ /bim]	[%]
50	\$ 6.610	\$ 8.951	\$ 2.342	35,4%
100	\$ 9.711	\$ 12.299	\$ 2.588	26,6%
200	\$ 17.048	\$ 20.580	\$ 3.531	20,7%
240	\$ 19.823	\$ 23.750	\$ 3.927	19,8%

TARIFA SOCIAL 1 - NIVEL 1				
CONSUMO [kWh/bim]	IMPORTE FACTURA CON IMPUESTOS [\$ /bim]		Diferencia por BIMESTRE	
	Nov-24	Ene-25	[\$ /bim]	[%]
100	\$ 14.836	\$ 17.035	\$ 2.199	14,8%
150	\$ 20.806	\$ 23.126	\$ 2.320	11,2%
200	\$ 27.039	\$ 29.657	\$ 2.618	9,7%
240	\$ 32.025	\$ 34.882	\$ 2.856	8,9%
300	\$ 39.505	\$ 42.718	\$ 3.214	8,1%
400	\$ 53.470	\$ 58.295	\$ 4.825	9,0%
600	\$ 81.402	\$ 89.448	\$ 8.046	9,9%
700	\$ 98.313	\$ 109.962	\$ 11.649	11,8%
1100	\$ 165.958	\$ 192.019	\$ 26.061	15,7%
1700	\$ 267.425	\$ 315.104	\$ 47.679	17,8%

TARIFA SOCIAL 1 - NIVEL 2 - ZONA NO FRÍA				
CONSUMO [kWh/bim]	IMPORTE FACTURA CON IMPUESTOS [\$ /bim]		Diferencia por BIMESTRE	
	Nov-24	Ene-25	[\$ /bim]	[%]
100	\$ 6.981	\$ 9.180	\$ 2.199	31,5%
150	\$ 9.024	\$ 11.344	\$ 2.320	25,7%
200	\$ 11.329	\$ 13.947	\$ 2.618	23,1%
240	\$ 13.173	\$ 16.029	\$ 2.856	21,7%
300	\$ 15.939	\$ 19.153	\$ 3.214	20,2%
400	\$ 22.049	\$ 26.874	\$ 4.825	21,9%
600	\$ 34.270	\$ 42.317	\$ 8.046	23,5%
700	\$ 43.326	\$ 54.976	\$ 11.649	26,9%
1100	\$ 110.971	\$ 137.032	\$ 26.061	23,5%
1700	\$ 212.438	\$ 260.118	\$ 47.679	22,4%

TARIFA SOCIAL 1 - NIVEL 2 - ZONA FRÍA				
CONSUMO [kWh/bim]	IMPORTE FACTURA CON IMPUESTOS [\$ /bim]		Diferencia por BIMESTRE	
	Nov-24	Ene-25	[\$ /bim]	[%]
100	\$ 6.981	\$ 9.180	\$ 2.199	31,5%
150	\$ 9.024	\$ 11.344	\$ 2.320	25,7%
200	\$ 11.329	\$ 13.947	\$ 2.618	23,1%
240	\$ 13.173	\$ 16.029	\$ 2.856	21,7%
300	\$ 15.939	\$ 19.153	\$ 3.214	20,2%
400	\$ 22.049	\$ 26.874	\$ 4.825	21,9%
600	\$ 34.270	\$ 42.317	\$ 8.046	23,5%
700	\$ 43.326	\$ 54.976	\$ 11.649	26,9%
1100	\$ 110.971	\$ 137.032	\$ 26.061	23,5%
1700	\$ 212.438	\$ 260.118	\$ 47.679	22,4%

TARIFA SOCIAL 1 - NIVEL 3 - ZONA NO FRÍA				
CONSUMO [kWh/bim]	IMPORTE FACTURA CON IMPUESTOS [\$ /bim]		Diferencia por BIMESTRE	
	Nov-24	Ene-25	[\$ /bim]	[%]
100	\$ 8.726	\$ 10.926	\$ 2.199	25,2%
150	\$ 11.642	\$ 13.962	\$ 2.320	19,9%
200	\$ 14.819	\$ 17.437	\$ 2.618	17,7%
240	\$ 17.362	\$ 20.218	\$ 2.856	16,5%
300	\$ 21.175	\$ 24.389	\$ 3.214	15,2%
400	\$ 29.031	\$ 33.856	\$ 4.825	16,6%
600	\$ 50.853	\$ 58.899	\$ 8.046	15,8%
700	\$ 67.764	\$ 79.413	\$ 11.649	17,2%
1100	\$ 135.409	\$ 161.470	\$ 26.061	19,2%
1700	\$ 236.876	\$ 284.555	\$ 47.679	20,1%

TARIFA SOCIAL 1 - NIVEL 3 - ZONA FRÍA				
CONSUMO [kWh/bim]	IMPORTE FACTURA CON IMPUESTOS [\$ /bim]		Diferencia por BIMESTRE	
	Nov-24	Ene-25	[\$ /bim]	[%]
100	\$ 8.726	\$ 10.926	\$ 2.199	25,2%
150	\$ 11.642	\$ 13.962	\$ 2.320	19,9%
200	\$ 14.819	\$ 17.437	\$ 2.618	17,7%
240	\$ 17.362	\$ 20.218	\$ 2.856	16,5%
300	\$ 21.175	\$ 24.389	\$ 3.214	15,2%
400	\$ 29.031	\$ 33.856	\$ 4.825	16,6%
600	\$ 50.853	\$ 58.899	\$ 8.046	15,8%
700	\$ 67.764	\$ 79.413	\$ 11.649	17,2%
1100	\$ 135.409	\$ 161.470	\$ 26.061	19,2%
1700	\$ 236.876	\$ 284.555	\$ 47.679	20,1%

TARIFA SOCIAL 2 - TARIFA PLANA - NIVEL 1				
CONSUMO [kWh/bim]	IMPORTE FACTURA CON IMPUESTOS [\$ /bim]		Diferencia por BIMESTRE	
	Nov-24	Ene-25	[\$ /bim]	[%]
PLANA	\$ 40.106	\$ 44.858	\$ 4.752	11,8%

TARIFA SOCIAL 2 - TARIFA PLANA - NIVEL 2 - ZONA NO FRÍA				
CONSUMO [kWh/bim]	IMPORTE FACTURA CON IMPUESTOS [\$ /bim]		Diferencia por BIMESTRE	
	Nov-24	Ene-25	[\$ /bim]	[%]
PLANA	\$ 17.675	\$ 22.427	\$ 4.752	26,9%

TARIFA SOCIAL 2 - TARIFA PLANA - NIVEL 2 - ZONA FRÍA				
CONSUMO [kWh/bim]	IMPORTE FACTURA CON IMPUESTOS [\$ /bim]		Diferencia por BIMESTRE	
	Nov-24	Ene-25	[\$ /bim]	[%]
PLANA	\$ 17.675	\$ 22.427	\$ 4.752	26,9%

TARIFA SOCIAL 2 - TARIFA PLANA - NIVEL 3 - ZONA NO FRÍA				
CONSUMO [kWh/bim]	IMPORTE FACTURA CON IMPUESTOS [\$ /bim]		Diferencia por BIMESTRE	
	Nov-24	Ene-25	[\$ /bim]	[%]
PLANA	\$ 27.644	\$ 32.396	\$ 4.752	17,2%

TARIFA SOCIAL 2 - TARIFA PLANA - NIVEL 3 - ZONA FRÍA				
CONSUMO [kWh/bim]	IMPORTE FACTURA CON IMPUESTOS [\$ /bim]		Diferencia por BIMESTRE	
	Nov-24	Ene-25	[\$ /bim]	[%]
PLANA	\$ 27.644	\$ 32.396	\$ 4.752	17,2%

COMERCIAL				
CONSUMO [kWh/bim]	IMPORTE FACTURA CON IMPUESTOS [\$ /bim]		Diferencia por BIMESTRE	
	Nov-24	Ene-25	[\$ /bim]	[%]
600	\$ 146.106	\$ 188.735	\$ 42.629	29,2%
800	\$ 185.767	\$ 239.027	\$ 53.260	28,7%
1500	\$ 336.432	\$ 431.241	\$ 94.809	28,2%
2500	\$ 540.539	\$ 692.430	\$ 151.890	28,1%
3500	\$ 773.716	\$ 990.440	\$ 216.723	28,0%
5000	\$ 1.081.044	\$ 1.384.178	\$ 303.134	28,0%
8000	\$ 1.720.645	\$ 2.203.558	\$ 482.913	28,1%
12000	\$ 2.541.380	\$ 3.255.531	\$ 714.150	28,1%

COMERCIAL LEY 11.257				
CONSUMO [kWh/bim]	IMPORTE FACTURA CON IMPUESTOS [\$ /bim]		Diferencia por BIMESTRE	
	Nov-24	Ene-25	[\$ /bim]	[%]
600	\$ 142.275	\$ 183.770	\$ 41.495	29,2%
800	\$ 180.746	\$ 232.553	\$ 51.808	28,7%
1500	\$ 327.158	\$ 419.339	\$ 92.180	28,2%
2500	\$ 525.143	\$ 672.692	\$ 147.549	28,1%
3500	\$ 752.191	\$ 962.857	\$ 210.666	28,0%
5000	\$ 1.050.299	\$ 1.344.783	\$ 294.484	28,0%
8000	\$ 1.671.433	\$ 2.140.494	\$ 469.061	28,1%
12000	\$ 2.467.546	\$ 3.160.908	\$ 693.361	28,1%

INDUSTRIAL				
CONSUMO [kWh/bim]	IMPORTE FACTURA CON IMPUESTOS [\$ /bim]		Diferencia por BIMESTRE	
	Nov-24	Ene-25	[\$ /bim]	[%]
600	\$ 138.161	\$ 175.416	\$ 37.255	27,0%
800	\$ 175.464	\$ 221.755	\$ 46.292	26,4%
1500	\$ 317.437	\$ 399.398	\$ 81.961	25,8%
2500	\$ 508.886	\$ 639.367	\$ 130.480	25,6%
3500	\$ 729.378	\$ 916.111	\$ 186.733	25,6%
5000	\$ 1.017.542	\$ 1.277.724	\$ 260.182	25,6%
8000	\$ 1.618.683	\$ 2.032.630	\$ 413.948	25,6%
12000	\$ 2.388.138	\$ 2.998.637	\$ 610.499	25,6%

INSTITUCIONES				
CONSUMO [kWh/bim]	IMPORTE FACTURA CON IMPUESTOS [\$ /bim]		Diferencia por BIMESTRE	
	Nov-24	Ene-25	[\$ /bim]	[%]
200	\$ 36.687	\$ 44.686	\$ 7.999	21,8%
800	\$ 167.779	\$ 208.872	\$ 41.093	24,5%
1200	\$ 248.213	\$ 309.530	\$ 61.318	24,7%
6000	\$ 1.224.949	\$ 1.534.530	\$ 309.580	25,3%
8000	\$ 1.613.709	\$ 2.024.292	\$ 410.583	25,4%
12000	\$ 2.391.228	\$ 3.003.818	\$ 612.589	25,6%

b) GRANDES DEMANDAS

La variación porcentual en los importes mensuales facturados por aplicación de estos ajustes depende, en primer lugar, del tipo de prestación (T2 - Clientes completos, T4 - Otros Prestadores Provinciales o T6 - Clientes de Peaje), y en segundo lugar, del nivel de tensión de suministro, de la relación entre demandas de potencia en horarios de punta y fuera de punta y del factor de utilización de la potencia máxima de cada usuario.

En el Cuadro siguiente se resumen los porcentajes de incremento estimados sobre el facturado total anual para cada categoría tarifaria en Grandes Demandas:

Segmento Tarifario	Variación Media con Impuestos
Tarifa T2 - Completos	20,3%
Tarifa T4 - Cooperativas	7,9%
Tarifa T6 - Peajes	52,6%
Variación Promedio	20,3%

En los Cuadros siguientes se muestran ejemplos puntuales, para usuarios de Grandes Demandas con consumos típicos de cada categoría tarifaria, en los que se calcula la modificación en el importe mensual facturado:

TARIFA	POTENCIA [kW]	F.U.	Relación P/FP	IMPORTE DE FACTURA CON IMPUESTOS		DIFERENCIA MENSUAL	
				Nov-24	Ene-25	[\$/mes]	[%]
2 B1	60	50%	0,7	\$ 3.622.842	\$ 4.327.540	\$ 704.698	19,5%
2 B2	300	50%	0,8	\$ 18.677.410	\$ 22.360.982	\$ 3.683.571	19,7%
2M11	200	40%	0,2	\$ 7.054.699	\$ 8.019.517	\$ 964.818	13,7%
2M12	800	70%	0,6	\$ 50.444.635	\$ 55.808.213	\$ 5.363.578	10,6%
2M31	200	40%	0,2	\$ 6.981.616	\$ 7.899.027	\$ 917.410	13,1%
2M32	800	70%	0,6	\$ 50.093.404	\$ 55.229.142	\$ 5.135.738	10,3%
2 A2	5.000	80%	1,0	\$ 331.916.759	\$ 340.225.261	\$ 8.308.502	2,5%

TARIFA	POTENCIA [kW]	F.U.	Relación P/FP	IMPORTE DE FACTURA CON IMPUESTOS		DIFERENCIA MENSUAL	
				Nov-24	Ene-25	[\$/mes]	[%]
6 B1	60	50%	0,7	\$ 1.383.748	\$ 2.088.446	\$ 704.698	50,9%
6 B2	300	50%	0,8	\$ 7.174.340	\$ 10.857.912	\$ 3.683.571	51,3%
6M11	200	40%	0,2	\$ 1.869.948	\$ 2.834.766	\$ 964.818	51,6%
6M12	800	70%	0,6	\$ 11.120.891	\$ 16.484.468	\$ 5.363.578	48,2%
6M31	200	40%	0,2	\$ 1.796.866	\$ 2.714.277	\$ 917.410	51,1%
6M32	800	70%	0,6	\$ 10.769.660	\$ 15.905.398	\$ 5.135.738	47,7%
6 A2	5.000	80%	1,0	\$ 21.549.182	\$ 29.857.684	\$ 8.308.502	38,6%

c) CUOTAPARTE DE ALUMBRADO PÚBLICO

De la adecuación de los valores de CAP, resulta:

VALOR CUOTAPARTE DE ALUMBRADO PÚBLICO

BANDAS DE CONSUMO BIMESTRAL	Nov-24	Ene-25	VARIACIÓN [\$/mes]	VARIACIÓN [%]
0 - 120	214,51715	271,17597	56,7	26,4%
121 - 240	531,77300	672,22626	140,5	26,4%
241 - 300	2.172,63251	2.746,47386	573,8	26,4%
301 - 450	3.550,55824	4.488,34092	937,8	26,4%
451 - 599	5.322,80302	6.728,67560	1.405,9	26,4%
600 - 999	7.206,88279	9.110,38342	1.903,5	26,4%
1000 - 1400	8.916,54865	11.271,61068	2.355,1	26,4%
1401 - 2800	10.718,47457	13.549,46596	2.831,0	26,4%
2801 - 5000	22.092,37018	27.927,46449	5.835,1	26,4%
5001 - 999999	31.560,52909	39.896,37817	8.335,8	26,4%

INDICE DE ACTUALIZACIÓN MENSUAL

En el contexto macroeconómico actual y proyectado para el 2025, y con el objeto de mantener en términos reales los recursos que permitan atender los cambios propios de los costos asociados al servicio, se propone la actualización con periodicidad mensual en base a la marcha de las variables de la economía con impacto directo en la actividad del Servicio Público de Distribución de Energía.

Este permitirá dotar a la EPE Santa Fe de una mayor previsibilidad en sus recursos a los fines de atender los efectos de las variaciones de costos de insumos internos y recursos que permiten cubrir los Costos Operativos necesarios para la prestación del servicio, sostenimiento de la demanda, y ejecución de inversiones indispensables para garantizar los niveles de calidad de producto y servicios que requiere la sociedad.

La fórmula de ajuste periódico de la tarifa media final que se propone a partir del 1 de junio de 2025 toma como referencia el Índice Ponderado (IP) de actualización de los años 2022 y 2023.

En este sentido se propone utilizar el Índice de Precios al Consumidor (IPC) publicado por el INDEC correspondiente al mes m-2, o el último disponible, para aplicar dicha variación a la Tarifa Media Final vigente al mes de cálculo, finalizando el último ajuste tarifario en el mes de diciembre de 2025.

El cálculo se realizará a partir de mayo 2025, lo que resultaría en la aplicación del índice IPC correspondiente al mes de abril 2025 para obtener el cuadro tarifario resultante a aplicar a consumos registrados desde el 1 de junio 2025. Luego, mensualmente se aplicarán los ajustes sucesivos de acuerdo a lo instruido por la

Dirección Empresaria.

A continuación, se informa el cronograma de aplicación de los ajustes con los datos disponibles al momento del cálculo:

Aplicación de la Fórmula	IPC publicado correspondiente al mes:	Mes cálculo	Mes aplicación Cuadro Tarifario [m]
1	abril 2025	mayo 2025	junio 2025
2	mayo 2025	junio 2025	julio 2025
3	junio 2025	julio 2025	agosto 2025
4	julio 2025	agosto 2025	septiembre 2025
5	agosto 2025	septiembre 2025	octubre 2025
6	septiembre 2025	octubre 2025	noviembre 2025
7	octubre 2025	noviembre 2025	diciembre 2025

Fuente: Gerencia Comercial

A continuación se informa cómo resultará la estructura tarifaria a partir del 1° de enero de 2025.

TARIFA RESIDENCIAL - NIVEL 1 - Mayores Ingresos - DNU N° 332/2022 - RÉGIMEN DE SEGMENTACIÓN TARIFARIA

Tipo de Usuario	Código Tarifario	Característica	Cuota de Servicio \$/sum. Mes	Primeros 75 kWh/mes (\$/kWh)	Siguientes 75 kWh/mes (\$/kWh)	Siguientes 150 kWh/mes (\$/kWh)	Excedente de 300 kWh/mes (\$/kWh)
Residencial hasta 20 kW	1AA	Urbano					
	1NA	Servicio Oficial Nacional					
	1OA	Servicio Oficial Provincial	1.888,57602	136,64710	147,62169	193,70735	229,13652
	1PA	Servicio Oficial Municipal					
	1RA	Locales ocupados por un solo profesional con hasta 1 (un) empleado					
	1BA	Rural	2.644,00643	145,94637	164,86297	235,12999	256,93367
	1CA	Rural - Nocturno	0,00000	118,04857	127,50687	162,64038	173,54222
Jubilados y Pensionados Hasta 120 kWh/mes	1DA	Urbano	1.888,57602	99,64700	109,22938		
	1EA	Rural					

Tipo de Usuario	Código Tarifario	Característica	Cuota de Servicio \$/sum. Mes	Primeros 150 kWh/mes (\$/kWh)	Siguientes 150 kWh/mes (\$/kWh)	Siguientes 200 kWh/mes (\$/kWh)	Excedente de 500 kWh/mes (\$/kWh)
Residencial	1QA	Uso colectivo en edificios en propiedad horizontal	1.888,57602	136,64710	147,62169	193,70735	229,13652

Tipo de Usuario	Código Tarifario	Característica	Cuota de Servicio \$/sum. Mes	Primeros 200 kWh/mes (\$/kWh)	Siguientes 100 kWh/mes (\$/kWh)	Excedente de 300 kWh/mes (\$/kWh)
Empleados E.P.E. Mayor a 200 kWh/mes	1LA	Urbano	472,14400	0,00000	48,42683	57,28413
	1MA	Rural	661,00160	0,00000	58,78249	64,23341

TARIFA RESIDENCIAL - NIVEL 1 - Mayores Ingresos - DNU N° 332/2022 - RÉGIMEN DE SEGMENTACIÓN TARIFARIA

TARIFA SOCIAL DECRETO PROVINCIAL N° 449/2011

Tipo de Usuario	Código Tarifario	Característica	Cuota de Servicio \$/sum. Mes	Primeros 75 kWh/mes (\$/kWh)	Siguientes 75 kWh/mes (\$/kWh)	Siguientes 150 kWh/mes (\$/kWh)	Excedente de 300 kWh/mes (\$/kWh)
Tarifa Social Provincial 1 hasta 2,2 kW	1FA	Urbano	1.888,57602	94,80040	101,64495	121,21774	159,64364
	1GA	Rural					
Tarifa Social Provincial 2	1HA	Urbano	17.454,60251				
	1IA	Rural					

Tipo de Usuario	Código Tarifario	Característica	Cuota de Servicio \$/sum. Mes	Primeros 150 kWh/mes (\$/kWh)	Siguientes 150 kWh/mes (\$/kWh)	Siguientes 200 kWh/mes (\$/kWh)	Excedente de 500 kWh/mes (\$/kWh)
Residencial	1SA	Servicios Generales de Barrio Hasta 5000 kWh/mes	1.888,57602	94,80040	101,64495	121,21774	159,64364

TARIFA ELECTRODEPENDIENTE Ley Provincial N° 13.811

Tipo de Usuario	Código Tarifario	Característica	Cuota de Servicio \$/sum. Mes	Primeros 75 kWh/mes (\$/kWh)	Siguientes 75 kWh/mes (\$/kWh)	Siguientes 150 kWh/mes (\$/kWh)	Excedente de 300 kWh/mes (\$/kWh)
Electrodependiente Provincial	1YA	Urbano	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
	1ZA	Rural					

VALOR CUOTA PARTE ALUMBRADO PÚBLICO (MENSUAL)

(Bandas de consumo bimestrales) kWh/BIM.	\$/MES
0 - 120	271,17597
121 - 240	672,22626
241 - 300	2.746,47386
301 - 450	4.488,34092
451 - 599	6.728,67560
600 - 999	9.110,38342
1000 - 1400	11.271,61068
1401 - 2800	13.549,46596
2801 - 5000	27.927,46449
5001 - o más	39.896,37817

IMPUESTOS (Los porcentajes indicados se aplicarán sobre el importe básico)

Nacionales:

Ley N° 23.349 (IVA): Monotributo 27,00%. Cons. Final 21,00%. Resp. Inscripto 27,00%

Provinciales:

Ley N° 12.692 Energías Renovables 47,07 \$/mes

Ley N° 6.604 - FER - Decreto N° 2.258 Fondo de Electrificación Rural 1,50 %

Municipales:

Ley N° 7.797 6,00 % (Excepto Ofic., Alum. Públ., Distr. Rurales y Tracción)

Ord. 1.592/62 y 1.618/62 para la Ciudad de Rosario 0,60 % y 1,80 % respect.

CAP NO APLICABLE a Usuarios con Tarifas Sociales Provinciales y Usuarios Electrodependientes Provinciales

TARIFA RESIDENCIAL - NIVEL 2 - Menores Ingresos - DNU N° 332/2022 - RÉGIMEN DE SEGMENTACIÓN TARIFARIA

Localidades **NO INCLUIDAS** en Zona Bioclimática IIIa y sin Gas Natural según Resolución N° 90/2024

Tipo de Usuario	Código Tarifario	Característica	Hasta 350 kWh/mes				Mayor a 350 kWh/mes					
			Cuota de Servicio \$/sum. Mes	Primeros 75 kWh/mes (\$/kWh)	Siguientes 75 kWh/mes (\$/kWh)	Siguientes 150 kWh/mes (\$/kWh)	Excedente de 300 kWh/mes (\$/kWh)	Cuota de Servicio \$/sum. Mes	Primeros 300 kWh/mes (\$/kWh)	Siguientes 50 kWh/mes (\$/kWh)	Siguientes 350 kWh/mes (\$/kWh)	Excedente de 700 kWh/mes (\$/kWh)
Residencial hasta 20 kW	1AH	Urbano										
	1NH	Servicio Oficial Nacional										
	1OH	Servicio Oficial Provincial	1.888,57602	75,51693	86,49152	132,57718	168,00635	1.888,57602	106,79070	168,00635	229,13652	229,13652
	1PH	Servicio Oficial Municipal										
	1RH	Locales ocupados por un solo profesional con hasta 1 (un) empleado										
	1BH	Rural	2.644,00643	84,81620	103,73280	173,99982	195,80350	2.644,00643	134,13716	195,80350	256,93367	256,93367
	1CH	Rural - Nocturno	0,00000	56,91840	66,37670	101,51021	112,41205	0,00000	81,57888	112,41205	173,54222	173,54222
Jubilados y Pensionados Hasta 120 kWh/mes	1DH	Urbano	1.888,57602	38,51683	48,09921							
	1EH	Rural										

Tipo de Usuario	Código Tarifario	Característica	Hasta 350 kWh/mes				Mayor a 350 kWh/mes				
			Cuota de Servicio \$/sum. Mes	Primeros 150 kWh/mes (\$/kWh)	Siguientes 150 kWh/mes (\$/kWh)	Excedente de 300 kWh/mes (\$/kWh)	Cuota de Servicio \$/sum. Mes	Primeros 350 kWh/mes (\$/kWh)	Siguientes 150 kWh/mes (\$/kWh)	Siguientes 200 kWh/mes (\$/kWh)	Excedente de 700 kWh/mes (\$/kWh)
Residencial	1QH	Uso colectivo en edificios en propiedad horizontal	1.888,57602	75,51693	86,49152	132,57718	1.888,57602	88,37178	193,70735	229,13652	229,13652

Tipo de Usuario	Código Tarifario	Característica	Hasta 200 kWh/mes	Mayor a 200 kWh/mes y menor a 350 kWh/mes				Mayor a 350 kWh/mes				
			Por todo Concepto	Cuota de Servicio \$/sum. Mes	Primeros 200 kWh/mes (\$/kWh)	Siguientes 100 kWh/mes (\$/kWh)	Excedente de 300 kWh/mes (\$/kWh)	Cuota de Servicio \$/sum. Mes	Primeros 300 kWh/mes (\$/kWh)	Siguientes 50 kWh/mes (\$/kWh)	Siguientes 350 kWh/mes (\$/kWh)	Excedente de 700 kWh/mes (\$/kWh)
Empleados E.P.E.	1LH	Urbano	0,00000	472,14400	0,00000	33,14429	42,00158	472,14400	11,28150	42,00158	57,28413	57,28413
	1MH	Rural	0,00000	661,00160	0,00000	43,49995	48,95087	661,00160	14,62463	48,95087	64,23341	64,23341

TARIFA RESIDENCIAL - NIVEL 2 - Menores Ingresos - DNU N° 332/2022 - RÉGIMEN DE SEGMENTACIÓN TARIFARIA

Localidades **NO INCLUIDAS** en Zona Bioclimática IIIa y sin Gas Natural según Resolución N° 90/2024

TARIFA SOCIAL DECRETO PROVINCIAL N° 449/2011

Tipo de Usuario	Código Tarifario	Característica	Hasta 350 kWh/mes				Mayor a 350 kWh/mes			
			Cuota de Servicio \$/sum. Mes	Primeros 75 kWh/mes (\$/kWh)	Siguientes 75 kWh/mes (\$/kWh)	Siguientes 150 kWh/mes (\$/kWh)	Excedente de 300 kWh/mes (\$/kWh)	Cuota de Servicio \$/sum. Mes	Primeros 300 kWh/mes (\$/kWh)	Siguientes 50 kWh/mes (\$/kWh)
Tarifa Social Provincial 1 hasta 2,2 kW	1FH	Urbano	1.888,57602	33,67023	40,51478	60,08757	98,51347	1.888,57602	48,59002	98,51347
	1GH	Rural								
Tarifa Social Provincial 2	1HH	Urbano	8.726,42227					8.726,42227		
	1IH	Rural								

Tipo de Usuario	Código Tarifario	Característica	Hasta 350 kWh/mes				Mayor a 350 kWh/mes			
			Cuota de Servicio \$/sum. Mes	Primeros 75 kWh/mes (\$/kWh)	Siguientes 75 kWh/mes (\$/kWh)	Excedente de 300 kWh/mes (\$/kWh)	Cuota de Servicio \$/sum. Mes	Primeros 350 kWh/mes (\$/kWh)	Siguientes 150 kWh/mes (\$/kWh)	Excedente de 700 kWh/mes (\$/kWh)
Residencial	1SD	Servicios Generales de Barrio Hasta 5000 kWh/mes	1.888,57602	33,67023	40,51478	60,08757	1.888,57602	40,37762	121,21774	159,64364

TARIFA ELECTRODEPENDIENTE Ley Provincial N° 13.811

Tipo de Usuario	Código Tarifario	Característica	Hasta 350 kWh/mes				Mayor a 350 kWh/mes			
			Cuota de Servicio \$/sum. Mes	Primeros 75 kWh/mes (\$/kWh)	Siguientes 75 kWh/mes (\$/kWh)	Siguientes 150 kWh/mes (\$/kWh)	Excedente de 300 kWh/mes (\$/kWh)	Cuota de Servicio \$/sum. Mes	Primeros 300 kWh/mes (\$/kWh)	Siguientes 50 kWh/mes (\$/kWh)
Electrodependiente Provincial	1WH	Urbano	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
	1XH	Rural								
	1YH	Urbano	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
	1ZH	Rural								

VALOR CUOTA PARTE ALUMBRADO PÚBLICO (MENSUAL)

(Bandas de consumo bimestrales) kWh/BIM.	\$/MES
0 - 120	271,17597
121 - 240	672,22626
241 - 300	2.746,47306
301 - 450	4.488,34092
451 - 599	6.728,67560
600 - 999	9.110,38342
1000 - 1400	11.271,61068
1401 - 2800	13.549,46596
2801 - 5000	27.927,46449
5001 - o más	39.896,37817

IMPUESTOS (Los porcentajes indicados se aplicarán sobre el importe básico)

Nacionales:

Ley N° 23.349 (IVA): Monotributo 27,00%. Cons. Final 21,00%. Resp. Inscripto 27,00%

Provinciales:

Ley N° 12.692 Energías Renovables 47,07 \$/mes

Ley N° 6.604 - FER - Decreto N° 2.258 Fondo de Electrificación Rural 1,50 %

Municipales:

Ley N° 7.797 6,00 % (Excepto Ofic., Alum. Públ., Distr. Rurales y Tracción)

Ord. 1.592/62 y 1.618/62 para la Ciudad de Rosario 0,60 % y 1,80 % respect.

CAP NO APLICABLE a Usuarios con Tarifas Sociales Provinciales y Usuarios Electrodependientes Provinciales

TARIFA RESIDENCIAL - NIVEL 2 - Menores Ingresos - DNU N° 332/2022 - RÉGIMEN DE SEGMENTACIÓN TARIFARIA

Localidades en Zona Bioclimática IIIa y sin Gas Natural según Resolución N° 90/2024

Tipo de Usuario	Código Tarifario	Característica	Hasta 350 kWh/mes				Mayor a 350 kWh/mes				
			Cuota de Servicio \$/sum. Mes	Primeros 75 kWh/mes (\$/kWh)	Siguientes 75 kWh/mes (\$/kWh)	Siguientes 150 kWh/mes (\$/kWh)	Excedente de 300 kWh/mes (\$/kWh)	Cuota de Servicio \$/sum. Mes	Primeros 300 kWh/mes (\$/kWh)	Siguientes 50 kWh/mes (\$/kWh)	Siguientes 350 kWh/mes (\$/kWh)
Residencial hasta 20 kW	1AI	Urbano									
	1NI	Servicio Oficial Nacional									
	1OI	Servicio Oficial Provincial	1.888,57602	75,51693	86,49152	132,57718	168,00635	1.888,57602	106,79070	168,00635	229,13652
	1PI	Servicio Oficial Municipal									
	1RI	Locales ocupados por un solo profesional con hasta 1 (un) empleado									
	1BI	Rural	2.644,00643	84,81620	103,73280	173,99982	195,80350	2.644,00643	134,13716	195,80350	256,93367
	1CI	Rural - Nocturno	0,00000	56,91840	66,37670	101,51021	112,41205	0,00000	81,57888	112,41205	173,54222
Jubilados y Pensionados Hasta 120 kWh/mes	1DI	Urbano	1.888,57602	38,51683	48,09921						
	1EI	Rural									

Tipo de Usuario	Código Tarifario	Característica	Hasta 350 kWh/mes				Mayor a 350 kWh/mes				
			Cuota de Servicio \$/sum. Mes	Primeros 150 kWh/mes (\$/kWh)	Siguientes 150 kWh/mes (\$/kWh)	Excedente de 300 kWh/mes (\$/kWh)	Cuota de Servicio \$/sum. Mes	Primeros 350 kWh/mes (\$/kWh)	Siguientes 150 kWh/mes (\$/kWh)	Siguientes 200 kWh/mes (\$/kWh)	Excedente de 700 kWh/mes (\$/kWh)
Residencial	1QI	Uso colectivo en edificios en propiedad horizontal	1.888,57602	75,51693	86,49152	132,57718	1.888,57602	88,37178	193,70735	229,13652	229,13652

Tipo de Usuario	Código Tarifario	Característica	Hasta 200 kWh/mes	Mayor a 200 kWh/mes y menor a 350 kWh/mes			Mayor a 350 kWh/mes					
			Por todo Concepto	Cuota de Servicio \$/sum. Mes	Primeros 200 kWh/mes (\$/kWh)	Siguientes 100 kWh/mes (\$/kWh)	Excedente de 300 kWh/mes (\$/kWh)	Cuota de Servicio \$/sum. Mes	Primeros 300 kWh/mes (\$/kWh)	Siguientes 50 kWh/mes (\$/kWh)	Siguientes 350 kWh/mes (\$/kWh)	Excedente de 700 kWh/mes (\$/kWh)
Empleados E.P.E.	1LI	Urbano	0,00000	472,14400	0,00000	33,14429	42,00158	472,14400	11,28150	42,00158	57,28413	57,28413
	1MI	Rural	0,00000	661,00160	0,00000	43,49995	48,95087	661,00160	14,62463	48,95087	64,23341	64,23341

TARIFA RESIDENCIAL - NIVEL 2 - Menores Ingresos - DNU N° 332/2022 - RÉGIMEN DE SEGMENTACIÓN TARIFARIA

Localidades en Zona Bioclimática IIIa y sin Gas Natural según Resolución N° 90/2024

TARIFA SOCIAL DECRETO PROVINCIAL N° 449/2011

Tipo de Usuario	Código Tarifario	Característica	Hasta 350 kWh/mes					Mayor a 350 kWh/mes				
			Cuota de Servicio \$/sum. Mes	Primeros 75 kWh/mes (\$/kWh)	Siguientes 75 kWh/mes (\$/kWh)	Siguientes 150 kWh/mes (\$/kWh)	Excedente de 300 kWh/mes (\$/kWh)	Cuota de Servicio \$/sum. Mes	Primeros 300 kWh/mes (\$/kWh)	Siguientes 50 kWh/mes (\$/kWh)	Siguientes 350 kWh/mes (\$/kWh)	Excedente de 700 kWh/mes (\$/kWh)
Tarifa Social Provincial 1 hasta 2,2 kW	1FI	Urbano	1.888,57602	33,67023	40,51478	60,08757	98,51347	1.888,57602	48,59002	98,51347	159,64364	159,64364
	1GI	Rural										
Tarifa Social Provincial 2	1II	Urbano	8.726,42227					8.726,42227				
	1III	Rural										

Tipo de Usuario	Código Tarifario	Característica	Hasta 350 kWh/mes				Mayor a 350 kWh/mes			
			Cuota de Servicio \$/sum. Mes	Primeros 75 kWh/mes (\$/kWh)	Siguientes 75 kWh/mes (\$/kWh)	Excedente de 300 kWh/mes (\$/kWh)	Cuota de Servicio \$/sum. Mes	Primeros 350 kWh/mes (\$/kWh)	Siguientes 150 kWh/mes (\$/kWh)	Excedente de 700 kWh/mes (\$/kWh)
Residencial	1SE	Servicios Generales de Barrio Hasta 5000 kWh/mes	1.888,57602	33,67023	40,51478	60,08757	1.888,57602	40,37762	121,21774	159,64364

TARIFA ELECTRODEPENDIENTE Ley Provincial N° 13.811

Tipo de Usuario	Código Tarifario	Característica	Hasta 350 kWh/mes				Mayor a 350 kWh/mes			
			Cuota de Servicio \$/sum. Mes	Primeros 75 kWh/mes (\$/kWh)	Siguientes 75 kWh/mes (\$/kWh)	Excedente de 300 kWh/mes (\$/kWh)	Cuota de Servicio \$/sum. Mes	Primeros 350 kWh/mes (\$/kWh)	Siguientes 150 kWh/mes (\$/kWh)	Excedente de 700 kWh/mes (\$/kWh)
Electrodependiente Provincial	1WI	Urbano	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
	1XI	Rural	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
	1YI	Urbano	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
	1ZI	Rural	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000

VALOR CUOTA PARTE ALUMBRADO PÚBLICO (MENSUAL)

(Bandas de consumo bimestrales)	\$/MES
0 - 120 kWh/BIM.	271,17597
121 - 240	672,22626
241 - 300	2.746,47386
301 - 450	4.488,34092
451 - 599	6.728,67560
600 - 999	9.110,38342
1000 - 1400	11.271,61068
1401 - 2800	13.549,46596
2801 - 5000	27.927,46449
5001 - o más	39.896,37817

IMPUESTOS (Los porcentajes indicados se aplicarán sobre el importe básico)

Nacionales:

Ley N° 23.349 (IVA): Monotributo 27,00%. Cons. Final 21,00%. Resp. Inscripto 27,00%

Provinciales:

Ley N° 12.692 Energías Renovables 47,07 \$/mes

Ley N° 6.604 - FER - Decreto N° 2.258 Fondo de Electrificación Rural 1,50 %

Municipales:

Ley N° 7.797 6,00 % (Excepto Ofic., Alum. Públ., Distr. Rurales y Tracción)

Ord. 1.592/62 y 1.618/62 para la Ciudad de Rosario 0,60 % y 1,80 % respect.

CAP NO APLICABLE a Usuarios con Tarifas Sociales Provinciales y Usuarios Electrodependientes Provinciales

TARIFA RESIDENCIAL - NIVEL 3 - Ingresos Medios - DNU N° 332/2022 - RÉGIMEN DE SEGMENTACIÓN TARIFARIA

Localidades **NO INCLUIDAS** en Zona Bioclimática IIIa y sin Gas Natural según Resolución N° 90/2024

Tipo de Usuario	Código Tarifario	Característica	Hasta 250 kWh/mes				Mayor a 250 kWh/mes				
			Cuota de Servicio \$/sum. Mes	Primeros 75 kWh/mes (\$/kWh)	Siguientes 75 kWh/mes (\$/kWh)	Excedente de 150 kWh/mes (\$/kWh)	Cuota de Servicio \$/sum. Mes	Primeros 250 kWh/mes (\$/kWh)	Siguientes 50 kWh/mes (\$/kWh)	Siguientes 200 kWh/mes (\$/kWh)	Excedente de 500 kWh/mes (\$/kWh)
Residencial hasta 20 kW	1AC	Urbano									
	1NC	Servicio Oficial Nacional									
	1OC	Servicio Oficial Provincial	1.888,57602	89,09953	100,07412	146,15978	1.888,57602	115,21600	193,70735	229,13652	229,13652
	1PC	Servicio Oficial Municipal									
	1RC	Locales ocupados por un solo profesional con hasta 1 (un) empleado									
	1BC	Rural	2.644,00643	98,39880	117,31540	187,58242	2.644,00643	139,74722	235,12999	256,93367	256,93367
	1CC	Rural - Nocturno	0,00000	70,50100	79,95930	115,09281	0,00000	91,17521	162,64038	173,54222	173,54222
Jubilados y Pensionados Hasta 120 kWh/mes	1DC	Urbano	1.888,57602	52,09943	61,68181						
	1EC	Rural									

Tipo de Usuario	Código Tarifario	Característica	Hasta 250 kWh/mes			Mayor a 250 kWh/mes				
			Cuota de Servicio \$/sum. Mes	Primeros 150 kWh/mes (\$/kWh)	Excedente de 150 kWh/mes (\$/kWh)	Cuota de Servicio \$/sum. Mes	Primeros 250 kWh/mes (\$/kWh)	Siguientes 50 kWh/mes (\$/kWh)	Siguientes 200 kWh/mes (\$/kWh)	Excedente de 500 kWh/mes (\$/kWh)
Residencial	1QC	Uso colectivo en edificios en propiedad horizontal	1.888,57602	89,09953	100,07412	1.888,57602	93,48938	147,62169	193,70735	229,13652

Tipo de Usuario	Código Tarifario	Característica	Hasta 200 kWh/mes	Mayor a 200 kWh/mes y menor o igual a 250 kWh/mes			Mayor a 250 kWh/mes				
			Por todo Concepto	Cuota de Servicio \$/sum. Mes	Primeros 200 kWh/mes (\$/kWh)	Excedente de 200 kWh/mes (\$/kWh)	Cuota de Servicio \$/sum. Mes	Primeros 250 kWh/mes (\$/kWh)	Siguientes 50 kWh/mes (\$/kWh)	Siguientes 200 kWh/mes (\$/kWh)	Excedente de 500 kWh/mes (\$/kWh)
Empleados E.P.E.	1LC	Urbano	0,00000	472,14400	0,00000	36,53994	472,14400	6,73748	48,42683	57,28413	57,28413
	1MC	Rural	0,00000	661,00160	0,00000	46,89560	661,00160	8,70212	58,78246	64,23341	64,23341



EMPRESA PROVINCIAL DE LA ENERGIA DE SANTA FE

Consumos registrados desde el **01 de ENERO de 2025**

ANEXO 4

CUADRO TARIFARIO RESIDENCIAL COMPLETO MENSUAL - FACTURACION BIMESTRAL

TARIFA RESIDENCIAL - NIVEL 3 - Ingresos Medios - DNU N° 332/2022 - RÉGIMEN DE SEGMENTACIÓN TARIFARIA

Localidades **NO INCLUIDAS** en Zona Bioclimática IIIa y sin Gas Natural según Resolución N° 90/2024

TARIFA SOCIAL DECRETO PROVINCIAL N° 449/2011

Tipo de Usuario	Código Tarifario	Característica	Hasta 250 kWh/mes				Mayor a 250 kWh/mes				
			Cuota de Servicio \$/sum. Mes	Primeros 75 kWh/mes (\$/kWh)	Siguientes 75 kWh/mes (\$/kWh)	Excedente de 150 kWh/mes (\$/kWh)	Cuota de Servicio \$/sum. Mes	Primeros 250 kWh/mes (\$/kWh)	Siguientes 50 kWh/mes (\$/kWh)	Siguientes 200 kWh/mes (\$/kWh)	Excedente de 500 kWh/mes (\$/kWh)
Tarifa Social Provincial 1 hasta 2,2 kW	1FC	Urbano	1.888,57602	47,25283	54,09738	73,67017	1.888,57602	59,87311	121,21774	159,64364	159,64364
	1GC	Rural									
Tarifa Social Provincial 2	1HC	Urbano	12.605,42058				12.605,42058				
	1IC	Rural									

Tipo de Usuario	Código Tarifario	Característica	Hasta 250 kWh/mes			Mayor a 250 kWh/mes				
			Cuota de Servicio \$/sum. Mes	Primeros 150 kWh/mes (\$/kWh)	Excedente de 150 kWh/mes (\$/kWh)	Cuota de Servicio \$/sum. Mes	Primeros 250 kWh/mes (\$/kWh)	Siguientes 50 kWh/mes (\$/kWh)	Siguientes 200 kWh/mes (\$/kWh)	Excedente de 500 kWh/mes (\$/kWh)
Residencial	1SB	Servicios Generales de Barrio Hasta 5000 kWh/mes	1.888,57602	47,25283	54,09738	1.888,57602	49,99072	101,64495	121,21774	159,64364

TARIFA ELECTRODEPENDIENTE Ley Provincial N° 13.811

Tipo de Usuario	Código Tarifario	Característica	Hasta 250 kWh/mes				Mayor a 250 kWh/mes				
			Cuota de Servicio \$/sum. Mes	Primeros 75 kWh/mes (\$/kWh)	Siguientes 75 kWh/mes (\$/kWh)	Excedente de 150 kWh/mes (\$/kWh)	Cuota de Servicio \$/sum. Mes	Primeros 250 kWh/mes (\$/kWh)	Siguientes 50 kWh/mes (\$/kWh)	Siguientes 200 kWh/mes (\$/kWh)	Excedente de 500 kWh/mes (\$/kWh)
Electrodependiente Provincial	1YC	Urbano	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
	1ZC	Rural									

VALOR CUOTA PARTE ALUMBRADO PÚBLICO (MENSUAL)

(Bandas de consumo bimestrales) kWh/BIM.	\$/MES
0 - 120	271,17597
121 - 240	672,22626
241 - 300	2.746,47386
301 - 450	4.488,34092
451 - 599	6.728,67560
600 - 999	9.110,38342
1000 - 1400	11.271,61068
1401 - 2800	13.549,46596
2801 - 5000	27.927,46449
5001 - o más	39.896,37817

IMPUESTOS (Los porcentajes indicados se aplicarán sobre el importe básico)

Nacionales:

Ley N° 23.349 (IVA): Monotributo 27,00%. Cons. Final 21,00%. Resp. Inscripto 27,00%

Provinciales:

Ley N° 12.692 Energías Renovables 47,07 \$/mes

Ley N° 6.604 - FER - Decreto N° 2.258 Fondo de Electrificación Rural 1,50 %

Municipales:

Ley N° 7.797 6,00 % (Excepto Ofic., Alum. Públ., Distr. Rurales y Tracción)

Ord. 1.592/62 y 1.618/62 para la Ciudad de Rosario 0,60 % y 1,80 % respect.

CAP NO APLICABLE a Usuarios con Tarifas Sociales Provinciales y Usuarios Electrodependientes Provinciales

TARIFA RESIDENCIAL - NIVEL 3 - Ingresos Medios - DNU N° 332/2022 - RÉGIMEN DE SEGMENTACIÓN TARIFARIA

Localidades en Zona Bioclimática IIIa y sin Gas Natural según Resolución N° 90/2024

Tipo de Usuario	Código Tarifario	Característica	Hasta 250 kWh/mes				Mayor a 250 kWh/mes				
			Cuota de Servicio \$/sum. Mes	Primeros 75 kWh/mes (\$/kWh)	Siguientes 75 kWh/mes (\$/kWh)	Excedente de 150 kWh/mes (\$/kWh)	Cuota de Servicio \$/sum. Mes	Primeros 250 kWh/mes (\$/kWh)	Siguientes 50 kWh/mes (\$/kWh)	Siguientes 200 kWh/mes (\$/kWh)	Excedente de 500 kWh/mes (\$/kWh)
Residencial hasta 20 kW	1AD	Urbano									
	1ND	Servicio Oficial Nacional									
	1OD	Servicio Oficial Provincial	1.888,57602	89,09953	100,07412	146,15978	1.888,57602	115,21600	193,70735	229,13652	229,13652
	1PD	Servicio Oficial Municipal									
	1RD	Locales ocupados por un solo profesional con hasta 1 (un) empleado									
	1BD	Rural	2.644,00643	98,39880	117,31540	187,58242	2.644,00643	139,74722	235,12999	256,93367	256,93367
	1CD	Rural - Nocturno	0,00000	70,50100	79,95930	115,09281	0,00000	91,17521	162,64038	173,54222	173,54222
Jubilados y Pensionados Hasta 120 kWh/mes	1DD	Urbano	1.888,57602	52,09943	61,68181						
	1ED	Rural									

Tipo de Usuario	Código Tarifario	Característica	Hasta 250 kWh/mes			Mayor a 250 kWh/mes				
			Cuota de Servicio \$/sum. Mes	Primeros 150 kWh/mes (\$/kWh)	Excedente de 150 kWh/mes (\$/kWh)	Cuota de Servicio \$/sum. Mes	Primeros 250 kWh/mes (\$/kWh)	Siguientes 50 kWh/mes (\$/kWh)	Siguientes 200 kWh/mes (\$/kWh)	Excedente de 500 kWh/mes (\$/kWh)
Residencial	1QD	Uso colectivo en edificios en propiedad horizontal	1.888,57602	89,09953	100,07412	1.888,57602	93,48938	147,62169	193,70735	229,13652

Tipo de Usuario	Código Tarifario	Característica	Hasta 200 kWh/mes	Mayor a 200 kWh/mes y menor o igual a 250 kWh/mes			Mayor a 250 kWh/mes				
			Por todo Concepto	Cuota de Servicio \$/sum. Mes	Primeros 200 kWh/mes (\$/kWh)	Excedente de 200 kWh/mes (\$/kWh)	Cuota de Servicio \$/sum. Mes	Primeros 250 kWh/mes (\$/kWh)	Siguientes 50 kWh/mes (\$/kWh)	Siguientes 200 kWh/mes (\$/kWh)	Excedente de 500 kWh/mes (\$/kWh)
Empleados E.P.E.	1LD	Urbano	0,00000	472,14400	0,00000	36,53994	472,14400	6,73748	48,42683	57,28413	57,28413
	1MD	Rural	0,00000	661,00160	0,00000	46,89560	661,00160	8,70212	58,78249	64,23341	64,23341



EMPRESA PROVINCIAL DE LA ENERGIA DE SANTA FE

Consumos registrados desde el **01 de ENERO de 2025**

ANEXO 5

CUADRO TARIFARIO RESIDENCIAL COMPLETO MENSUAL - FACTURACION BIMESTRAL

TARIFA RESIDENCIAL - NIVEL 3 - Ingresos Medios - DNU N° 332/2022 - RÉGIMEN DE SEGMENTACIÓN TARIFARIA

Localidades en Zona Bioclimática IIIa y sin Gas Natural según Resolución N° 90/2024

TARIFA SOCIAL DECRETO PROVINCIAL N° 449/2011

Tipo de Usuario	Código Tarifario	Característica	Hasta 250 kWh/mes				Mayor a 250 kWh/mes				
			Cuota de Servicio \$/sum. Mes	Primeros 75 kWh/mes (\$/kWh)	Siguientes 75 kWh/mes (\$/kWh)	Excedente de 150 kWh/mes (\$/kWh)	Cuota de Servicio \$/sum. Mes	Primeros 250 kWh/mes (\$/kWh)	Siguientes 50 kWh/mes (\$/kWh)	Siguientes 200 kWh/mes (\$/kWh)	Excedente de 500 kWh/mes (\$/kWh)
Tarifa Social Provincial 1 hasta 2,2 kW	1FD	Urbano	1.888,57602	47,25283	54,09738	73,67017	1.888,57602	59,87311	121,21774	159,64364	159,64364
	1GD	Rural									
Tarifa Social Provincial 2	1HD	Urbano	12.605,42057				12.605,42057				
	1ID	Rural									

Tipo de Usuario	Código Tarifario	Característica	Hasta 250 kWh/mes			Mayor a 250 kWh/mes				
			Cuota de Servicio \$/sum. Mes	Primeros 150 kWh/mes (\$/kWh)	Excedente de 150 kWh/mes (\$/kWh)	Cuota de Servicio \$/sum. Mes	Primeros 250 kWh/mes (\$/kWh)	Siguientes 50 kWh/mes (\$/kWh)	Siguientes 200 kWh/mes (\$/kWh)	Excedente de 500 kWh/mes (\$/kWh)
Residencial	1SC	Servicios Generales de Barrio Hasta 5000 kWh/mes	1.888,57602	47,25283	54,09738	1.888,57602	49,99072	101,64495	121,21774	159,64364

TARIFA ELECTRODEPENDIENTE Ley Provincial N° 13.811

Tipo de Usuario	Código Tarifario	Característica	Hasta 250 kWh/mes				Mayor a 250 kWh/mes				
			Cuota de Servicio \$/sum. Mes	Primeros 75 kWh/mes (\$/kWh)	Siguientes 75 kWh/mes (\$/kWh)	Excedente de 150 kWh/mes (\$/kWh)	Cuota de Servicio \$/sum. Mes	Primeros 250 kWh/mes (\$/kWh)	Siguientes 50 kWh/mes (\$/kWh)	Siguientes 200 kWh/mes (\$/kWh)	Excedente de 500 kWh/mes (\$/kWh)
Electrodependiente Provincial	1YD	Urbano	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
	1ZD	Rural									

VALOR CUOTA PARTE ALUMBRADO PÚBLICO (MENSUAL)

(Bandas de consumo bimestrales) kWh/BIM.	\$/MES
0 - 120	271,17597
121 - 240	672,22626
241 - 300	2.746,47386
301 - 450	4.488,34092
451 - 599	6.728,67560
600 - 999	9.110,38342
1000 - 1400	11.271,61068
1401 - 2800	13.549,46596
2801 - 5000	27.927,46449
5001 - o más	39.896,37817

IMPUESTOS (Los porcentajes indicados se aplicarán sobre el importe básico)

Nacionales:

Ley N° 23.349 (IVA): Monotributo 27,00%. Cons. Final 21,00%. Resp. Inscripto 27,00%

Provinciales:

Ley N° 12.692 Energías Renovables 47,07 \$/mes

Ley N° 6.604 - FER - Decreto N° 2.258 Fondo de Electrificación Rural 1,50 %

Municipales:

Ley N° 7.797 6,00 % (Excepto Ofic., Alum. Públ., Distr. Rurales y Tracción)

Ord. 1.592/62 y 1.618/62 para la Ciudad de Rosario 0,60 % y 1,80 % respect.

CAP NO APLICABLE a Usuarios con Tarifas Sociales Provinciales y Usuarios Electrodependientes Provinciales

TARIFA NO RESIDENCIAL

Tipo de Usuario	Código Tarifario	Característica	Cuota de Servicio \$/sum. Mes	Primeros 400 kWh/mes (\$/kWh)	Siguientes 400 kWh/mes (\$/kWh)	Siguientes 1200 kWh/mes (\$/kWh)	Excedente de 2000 kWh/mes (\$/kWh)
Tarifa No Residencial (menor de 50 kW) o Residencial (mayor de 20 kW y menor de 50 kW)	U C	Comercial - Urbano	5.436,92317	186,95843	192,18070	194,41620	195,53393
	U7C	Comercial - Urbano - Nocturno	0,00000	137,98351	140,59465	141,71240	142,27126
	ULC	Comercial Ley N° 11.2757 - Urbano	5.273,81547	181,34967	186,41527	188,58371	189,66791
	L7C	Comercial Ley N° 11.2757 - Urbano - Nocturno	0,00000	133,84400	136,37681	137,46102	138,00312
	U I	Industrial - Urbano	4.893,23085	172,26595	176,70489	178,60506	179,55513
	U7I	Industrial - Urbano - Nocturno	0,00000	130,63727	132,85674	133,80683	134,28186
	UPI	Parque Industrial - Urbano	3.914,58468	137,81276	141,36391	142,88404	143,64410
	U7P	Parque Industrial - Urbano - Nocturno	0,00000	104,50981	106,28539	107,04546	107,42548
	UIA	Extracción de Agua y Bombeo	9.786,46170	143,12588	137,24155	124,84718	125,22721
	R C	General Monofásico Especial - Rural - Diurno	8.155,38475	196,75341	202,49791	199,68658	200,86020
	RNM	General Monofásico Especial - Rural - Nocturno	0,00000	142,88100	145,75325	144,34759	144,93440
	R3C	General Trifásico Especial - Rural - Diurno	8.699,07707	201,65090	207,65652	204,95696	206,18647
	RNC	General Trifásico Especial - Rural - Nocturno	0,00000	145,32975	148,33256	146,98278	147,59753

Tipo de Usuario	Código Tarifario	Característica	Cuota de Servicio \$/sum. Mes
Tarifa CT - Cabinas Teléfónicas	TCT5	Cabinas Teléfónicas - Potencia Igual a 110 W	4.349,53853
	TCT6	Cabinas Teléfónicas - Potencia Igual a 220 W	4.349,53853

Tipo de Usuario	Código Tarifario	Característica	Precio de la Energía (\$/kWh)
Tarifa 3 - Alumbrado Público	3 71	Sin reposición de lámparas ni prestación de servicios.	146,45344
	3 72	Con reposición de lámparas sin prestación de servicios - Incandescente.	161,98184
	3 73	Vialidad Provincial	146,45344
	3 74	Vialidad Nacional	146,45344

TARIFA NO RESIDENCIAL

Dependencias Oficiales Repeticiones Públicas	4*31		Nacional									
	4*41	Urbano	Provincial	2.620,19652	142,44410	185,68230	186,39402	2.620,19652	178,47593	186,39402	186,39402	191,37384
	4*51		Municipal									
	4*91		General									
	R*N1	Rural	Nacional									
	R*P1		Provincial	3.602,77022	145,11587	190,51599	191,26330	3.602,77022	182,94930	191,26330	191,26330	196,49211
	R*M1		Municipal									
	R*F1	Rural - Trifásico con transformador menor a 26 kVA	General									
	R*N3		Nacional									
	R*P3		Provincial	4.803,69363	145,11587	190,51599	191,26330	4.803,69363	182,94930	191,26330	191,26330	196,49211
	R*M3	Rural - Trifásico con transformador mayor a 25 kVA	Municipal									
	R*F3		General									
R*N4	Nacional											
R*P4		Provincial	6.004,61703	145,11587	190,51599	191,26330	6.004,61703	182,94930	191,26330	191,26330	196,49211	
R*M4		Municipal										
R*F4	General											
Dependencias Oficiales Bienes Culturales	4*28	Museos, Monumentos y Lugares Históricos Nacionales		0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
	4*18	Dependencias Oficiales - Locales afectados para uso de la EMPRESA PROVINCIAL DE LA ENERGIA		0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
	4*19	Bibliotecas Populares - Ley N° 10.572		0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000

Tipo de Usuario	Código Tarifario	Característica	Hasta 1000 kWh/mes				Mayor a 1000 kWh/mes				
			Cuota de Servicio \$/sum. Mes	Primeros 100 kWh/mes (\$/kWh)	Siguientes 500 kWh/mes (\$/kWh)	Excedente de 600 kWh/mes (\$/kWh)	Cuota de Servicio \$/sum. Mes	Primeros 600 kWh/mes (\$/kWh)	Siguientes 400 kWh/mes (\$/kWh)	Siguientes 1500 kWh/mes (\$/kWh)	Excedente de 2500 kWh/mes (\$/kWh)
Bomberos Voluntarios	4*B6	Asociaciones de Bomberos Voluntarios	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	2.183,49710	0,00000	0,00000	88,53220	93,05931

VALOR CUOTA PARTE ALUMBRADO PÚBLICO (MENSUAL)

(Bandas de consumo bimestrales) kWh/BIM.	\$/MES
0 - 120	271,17597
121 - 240	672,22626
241 - 300	2.746,47386
301 - 450	4.488,34092
451 - 599	6.728,67560
600 - 999	9.110,38342
1000 - 1400	11.271,61068
1401 - 2800	13.549,46596
2801 - 5000	27.927,46449
5001 - o más	39.896,37817

IMPUESTOS (Los porcentajes indicados se aplicarán sobre el importe básico)

Nacionales:

Ley N° 23.349 (IVA): Monotributo 27,00%. Cons. Final 21,00%. Resp. Inscripto 27,00%

Provinciales:

Ley N° 12.692 Energías Renovables 47,07 \$/mes

Ley N° 6.604 - FER - Decreto N° 2.258 Fondo de Electrificación Rural 1,50 %

Municipales:

Ley N° 7.797 6,00 % (Excepto Ofic., Alum. Públ., Distr. Rurales y Tracción)

Ord. 1.592/62 y 1.618/62 para la Ciudad de Rosario 0,60 % y 1,80 % respect.

Demanda Máxima: Mayor de 20 kW

Tipo de Usuario	Código Tarifario	Nivel de Tensión	Nivel de Potencia	Cargo comercial (\$-mes)	Cargo cap. Pico (\$/kW-mes)	Cargo cap. F. de Pico (\$/kW-mes)	Cargo por pot. adq. (\$/kW-mes)	Cargo energía hs. Pico (\$/kWh)	Cargo energía hs. Resto (\$/kWh)	Cargo energía hs. Valle (\$/kWh)
C - Entidades Deportivas de Barrio y de Pueblo	C B1	Baja Tensión	Demandas menores a 300 kW							
	C B2		Demandas mayores o iguales a 300 kW	55.011,12	18.131,278	8.084,728	969,022	27,34117	26,56227	26,11548
	CM11	Media Tensión 13,2 kV	Demandas menores a 300 kW							
	CM12		Demandas mayores o iguales a 300 kW	246.269,71	12.684,290	5.154,423	914,763	25,98381	25,24358	24,81897
	CM31	Media Tensión 33 kV o Capacidad Contratada mayor o igual a 1000 kW	Demandas menores a 300 kW							
	CM32		Demandas mayores o iguales a 300 kW	246.269,71	12.430,946	4.765,027	914,763	25,98381	25,24358	24,81897

TARIFA 2 - GRANDES DEMANDAS

Demanda Máxima: Mayor de 20 kW

Tipo de Usuario	Código Tarifario	Nivel de Tensión	Nivel de Potencia	Cargo comercial (\$-mes)	Cargo cap. Pico (\$/kW-mes)	Cargo cap. F. de Pico (\$/kW-mes)	Cargo por pot. edq. (\$/kW-mes)	Cargo energía hs. Pico (\$/kWh)	Cargo energía hs. Resto (\$/kWh)	Cargo energía hs. Valle (\$/kWh)
Z - Extracción de Agua y Bombeo	2ZB1	Baja Tensión	Demandas menores a 300 kW	44.008,95	9.065,635	4.042,359	3.558,470	84,12112	81,34726	79,75612
	2ZB2		Demandas mayores o iguales a 300 kW							
	2Z11	Media Tensión 13,2 kV	Demandas menores a 300 kW	197.015,78	6.342,142	2.577,211	3.359,221	79,94489	77,30874	75,79660
	2Z12		Demandas mayores o iguales a 300 kW							

HORARIOS: Tarifas 2, P y 4: (hs. pico) de 18:00 hs. a 23:00 hs.; (hs. resto) de 05:00 hs. a 18:00 hs.; (hs. valle) de 23:00 hs. a 05:00 hs)

VALOR CUOTA PARTE ALUMBRADO PÚBLICO (MENSUAL)

(Bandas de consumo bimestrales) kWh/BIM.	\$/MES
0 - 120	271,17597
121 - 240	672,22626
241 - 300	2.746,47386
301 - 450	4.488,34092
451 - 599	6.728,67560
600 - 999	9.110,38342
1000 - 1400	11.271,61068
1401 - 2800	13.549,46596
2801 - 5000	27.927,46449
5001 - o más	39.896,37817

IMPUESTOS (Los porcentajes indicados se aplicarán sobre el importe básico)

Nacionales:

Ley N° 23.349 (IVA): Monotributo 27,00%. Cons. Final 21,00%. Resp. Inscripto 27,00%

Provinciales:

Ley N° 12.692 Energías Renovables 47,07 \$/mes

Ley N° 6.604 - FER - Decreto N° 2.258 Fondo de Electrificación Rural 1,50 %

Municipales:

Ley N° 7.797 6,00 % (Excepto Ofic., Alum. Públ., Distr. Rurales y Tracción)

Ord. 1.592/62 y 1.618/62 para la Ciudad de Rosario 0,60 % y 1,80 % respect.

TARIFA 4 - GRANDES DEMANDAS - OTROS PRESTADORES PROVINCIALES

Demanda Máxima: Mayor de 20 kW

Resolución SE N° 90/2024

(*) Residencial - NIVEL 2: Para la demanda de usuarios categorizados en el Nivel 2, el límite del CONSUMO BASE se fija según: Artículo 1° - inc. A): 350 kWh/mes

(**) Residencial - NIVEL 3: Para la demanda de usuarios categorizados en el Nivel 3, el límite del CONSUMO BASE se fija según: Artículo 1° - inc. B): 250 kWh/mes

Resolución SE N° 92/2024

(***) Resto Segmentos: Comprende los consumos correspondientes a los segmentos listados a continuación:

• Grandes Usuarios de Distribuidor ≥ 300 kW – GUDI – GENERAL • Grandes Usuarios de Distribuidor ≥ 300 kW – GUDI - ORGANISMOS PÚBLICOS SALUD/EDUCACIÓN • Demanda General Distribuidor < 300 kW – No Residencial

• Alumbrado Público • Residencial NIVEL 1 • Residencial NIVEL 2 - CONSUMO EXCEDENTE • Residencial NIVEL 3 - CONSUMO EXCEDENTE

Nivel de Tensión	Código Tarifario	Segmento	Cargo comercial (\$-mes)	Cargo cap. Pico (\$/kW-mes)	Cargo cap. F. de Pico (\$/kW-mes)	Cargo por pot. adq. (\$/kW-mes)	Cargo energía hs. Pico (\$/kWh)	Cargo energía hs. Resto (\$/kWh)	Cargo energía hs. Valle (\$/kWh)
Baja Tensión	4 B0	Resto Segmentos (***)				3.522,885	83,27990	80,53378	78,95856
	4 B1	Residencial - NIVEL 2 - Menores Ingresos - CONSUMO BASE (*) No Residencial - Entidades Deportivas de Barrio y de Pueblo	54.463,92	11.818,240	7.869,695	959,332	27,06776	26,29665	25,85433
	4 B4	Residencial - NIVEL 3 - Ingresos Medios - CONSUMO BASE (**)				1.528,948	39,55761	38,34767	37,65363
	4 B7	Residencial - Electrodependiente No Residencial - Asociaciones de Bomberos Voluntarios				0,000	0,00000	0,00000	0,00000
Bornes de ET MT/BT	4MB0	Resto Segmentos (***)				3.350,594	79,73608	77,10681	75,59862
	4MB1	Residencial - NIVEL 2 - Menores Ingresos - CONSUMO BASE (*) No Residencial - Entidades Deportivas de Barrio y de Pueblo	54.463,92	11.533,586	7.681,073	912,414	25,91594	25,17765	24,75414
	4MB4	Residencial - NIVEL 3 - Ingresos Medios - CONSUMO BASE (**)				1.454,172	37,87431	36,71585	36,05134
	4MB7	Residencial - Electrodependiente No Residencial - Asociaciones de Bomberos Voluntarios				0,000	0,00000	0,00000	0,00000
Media Tensión 13,2 kV	4M10	Resto Segmentos (***)				3.325,628	79,14544	76,53565	75,03863
	4M11	Residencial - NIVEL 2 - Menores Ingresos - CONSUMO BASE (*) No Residencial - Entidades Deportivas de Barrio y de Pueblo	243.813,22	5.993,175	4.990,543	905,616	25,72397	24,99114	24,57078
	4M14	Residencial - NIVEL 3 - Ingresos Medios - CONSUMO BASE (**)				1.443,337	37,59376	36,44388	35,78430
	4M17	Residencial - Electrodependiente No Residencial - Asociaciones de Bomberos Voluntarios				0,000	0,00000	0,00000	0,00000

TARIFA 4 - GRANDES DEMANDAS - OTROS PRESTADORES PROVINCIALES

Demanda Máxima: Mayor de 20 kW

Resolución SE N° 90/2024

(*) Residencial - NIVEL 2: Para la demanda de usuarios categorizados en el Nivel 2, el límite del CONSUMO BASE se fija según: Artículo 1° - Inc. A): 350 kWh/mes

(**) Residencial - NIVEL 3: Para la demanda de usuarios categorizados en el Nivel 3, el límite del CONSUMO BASE se fija según: Artículo 1° - Inc. B): 250 kWh/mes

Resolución SE N° 92/2024

(***) Resto Segmentos: Comprende los consumos correspondientes a los segmentos listados a continuación:

• Grandes Usuarios de Distribuidor ≥ 300 kW – GUDI – GENERAL • Grandes Usuarios de Distribuidor ≥ 300 kW – GUDI - ORGANISMOS PÚBLICOS SALUD/EDUCACIÓN • Demanda General Distribuidor < 300 kW – No Residencial
• Alumbrado Público • Residencial NIVEL 1 • Residencial NIVEL 2 - CONSUMO EXCEDENTE • Residencial NIVEL 3 - CONSUMO EXCEDENTE

Nivel de Tensión	Código Tarifario	Segmento	Cargo comercial (\$-mes)	Cargo cap. Pico (\$/kW-mes)	Cargo cap. F. de Pico (\$/kW-mes)	Cargo por pot. adq. (\$/kW-mes)	Cargo energía hs. Pico (\$/kWh)	Cargo energía hs. Resto (\$/kWh)	Cargo energía hs. Valle (\$/kWh)
Media Tensión 33 kV	4M30	Resto Segmentos (***)				3.325,628	79,14544	76,53565	75,03863
	4M31	Residencial - NIVEL 2 - Menores Ingresos - CONSUMO BASE (*)				905,616	25,72397	24,99114	24,57078
	4M34	No Residencial - Entidades Deportivas de Barrio y de Pueblo	243.813,22	5.768,601	3.433,846	1.443,337	37,59376	36,44388	35,78430
	4M37	Residencial - NIVEL 3 - Ingresos Medios - CONSUMO BASE (**)				0,000	0,00000	0,00000	0,00000
		Residencial - Electrodependiente							
Bornes de ET AT/MT	4AM0	Resto Segmentos (***)				3.271,075	77,99370	75,42189	73,94665
	4AM1	Residencial - NIVEL 2 - Menores Ingresos - CONSUMO BASE (*)				890,760	25,34963	24,62747	24,21322
	4AM4	No Residencial - Entidades Deportivas de Barrio y de Pueblo	243.813,22	4.789,913	2.954,144	1.419,661	37,04668	35,91354	35,26355
	4AM7	Residencial - NIVEL 3 - Ingresos Medios - CONSUMO BASE (**)				0,000	0,00000	0,00000	0,00000
		Residencial - Electrodependiente							
Alta Tensión	4 A0	Resto Segmentos (***)				3.174,604	75,89693	73,39426	71,95869
	4 A1	Residencial - NIVEL 2 - Menores Ingresos - CONSUMO BASE (*)				864,489	24,66814	23,96539	23,56228
	4 A4	No Residencial - Entidades Deportivas de Barrio y de Pueblo	268.648,87	1.799,737	1.198,373	1.377,792	36,05073	34,94805	34,31554
	4 A7	Residencial - NIVEL 3 - Ingresos Medios - CONSUMO BASE (**)				0,000	0,00000	0,00000	0,00000
		Residencial - Electrodependiente							

HORARIOS: Tarifas 2, P y 4: (hs. pico) de 18:00 hs. a 23:00 hs.; (hs. resto) de 05:00 hs. a 18:00 hs.; (hs. valle) de 23:00 hs. a 05:00 hs)

IMPUESTOS (Los porcentajes indicados se aplicarán sobre el importe básico)

Nacionales:

Ley N° 23.349 (IVA): Monotributo 27,00%. Cons. Final 21,00%. Resp. Inscripto 27,00%

Provinciales:

Ley N° 12.692 Energías Renovables 47,07 \$/mes

Ley N° 6.604 - FER - Decreto N° 2.258 Fondo de Electrificación Rural 1,50 %

Municipales:

Ley N° 7.797 6,00 % (Excepto Ofic., Alum. Públ., Distr. Rurales y Tracción)

Ord. 1.592/62 y 1.618/62 para la Ciudad de Rosario 0,60 % y 1,80 % respect.

TARIFA 6 - GRANDES DEMANDAS - TARIFA DE PEAJE POR SERVICIO DE DISTRIBUCION (excepto Cooperativas Eléctricas)

Demanda Máxima: Mayor de 20 kW

Tipo de Usuario	Código Tarifario	Nivel de Tensión	Nivel de Potencia	Cargo comercial (\$-mes)	Cargo cap. Pico (\$/kW-mes)	Cargo cap. F. de Pico (\$/kW-mes)	Cargo por pot. adq. (\$/kW-mes)	Cargo energía hs. Pico (\$/kWh)	Cargo energía hs. Resto (\$/kWh)	Cargo energía hs. Valle (\$/kWh)
Tarifa 6	6 B1	Baja Tensión	Demandas menores a 300 kW	55.011,12	18.131,278	8.084,728	445,198	9,54566	9,23089	9,05034
	6 B2		Demandas mayores o iguales a 300 kW							
	6M11	Media Tensión 13,2 kV	Demandas menores a 300 kW	246.269,71	12.684,290	5.154,423	245,948	5,36943	5,19238	5,09082
	6M12		Demandas mayores o iguales a 300 kW							
	6M31	Media Tensión 33 kV o Capacidad Contratada mayor o igual a 1000 kW	Demandas menores a 300 kW	246.269,71	12.430,946	4.765,027	245,948	5,36943	5,19238	5,09082
	6M32		Demandas mayores o iguales a 300 kW							
	6AM1	Bornes de ET AT/MT	Demandas menores a 300 kW	246.269,71	7.427,350	4.071,614	190,844	4,20606	4,06736	3,98781
	6AM2		Demandas mayores o iguales a 300 kW							
	6 A1	Alta Tensión 132 kV	Demandas menores a 300 kW	271.359,49	1.818,375	1.210,993	93,398	2,08811	2,01926	1,97976
	6 A2		Demandas mayores o iguales a 300 kW							

Tipo de Usuario	Código Tarifario	Nivel de Tensión	Nivel de Potencia	Cargo comercial (\$-mes)	Cargo cap. Pico (\$/kW-mes)	Cargo cap. F. de Pico (\$/kW-mes)	Cargo por pot. adq. (\$/kW-mes)	Cargo energía hs. Pico (\$/kWh)	Cargo energía hs. Resto (\$/kWh)	Cargo energía hs. Valle (\$/kWh)
P - Parques Industriales	P6B1	Baja Tensión	Demandas menores a 300 kW	48.409,53	15.956,012	7.114,600	445,198	9,54566	9,23089	9,05034
	P6B2		Demandas mayores o iguales a 300 kW							
	P611	Media Tensión 13,2 kV	Demandas menores a 300 kW	216.725,51	11.162,980	4.535,222	245,948	5,36943	5,19238	5,09082
	P612		Demandas mayores o iguales a 300 kW							
	P631	Media Tensión 33 kV o Capacidad Contratada mayor o igual a 1000 kW	Demandas menores a 300 kW	216.725,51	10.938,831	4.193,681	245,948	5,36943	5,19238	5,09082
	P632		Demandas mayores o iguales a 300 kW							
	P6E1	Bornes de ET AT/MT	Demandas menores a 300 kW	216.725,51	6.535,797	3.583,328	190,844	4,20606	4,06736	3,98781
	P6E2		Demandas mayores o iguales a 300 kW							
	P6A1	Alta Tensión 132 kV	Demandas menores a 300 kW	238.796,49	1.600,273	1.065,704	93,398	2,08811	2,01926	1,97976
	P6A2		Demandas mayores o iguales a 300 kW							

HORARIOS: Tarifas 2, P y 4: (hs. pico) de 18:00 hs. a 23:00 hs.; (hs. resto) de 05:00 hs. a 18:00 hs.; (hs. valle) de 23:00 hs. a 05:00 hs)

VALOR CUOTA PARTE ALUMBRADO PÚBLICO (MENSUAL)

(Bandas de consumo bimestrales)	\$/MES
kWh/BIM.	
0 - 120	271,17597
121 - 240	672,22626
241 - 300	2.746,47386
301 - 450	4.488,34092
451 - 599	6.728,67560
600 - 999	9.110,38342
1000 - 1400	11.271,61068
1401 - 2800	13.549,46596
2801 - 5000	27.927,46449
5001 - o más	39.896,37817

IMPUESTOS (Los porcentajes indicados se aplicarán sobre el importe básico)
Nacionales:

Ley N° 23.349 (IVA): Monotributo 27,00%. Cons. Final 21,00%. Resp. Inscripto 27,00%

Provinciales:

Ley N° 12.692 Energías Renovables 47,07 \$/mes

Ley N° 6.604 - FER - Decreto N° 2.258 Fondo de Electrificación Rural 1,50 %

Municipales:

Ley N° 7.797 6,00 % (Excepto Ofic., Alum. Públ., Distr. Rurales y Tracción)

Ord. 1.592/62 y 1.618/62 para la Ciudad de Rosario 0,60 % y 1,80 % respect.

