INFORME TÉCNICO

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

SANTA FE, ABRIL DE 2021







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

Contenido:

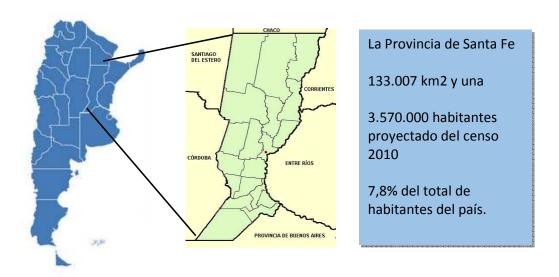
CAPÍTULO I	DATOS CARACTERÍSTICOS	3
CAPÍTULO II	CONSIDERACIONES GENERALES DEL SECTOR ELÉCTRICO CONTEXTO NACIONAL Y SITUACIÓN DE LA EMPRESA PROVINCIAL DE LA ENERGÍA	13
CAPÍTULO III	ESTRUCTURA DE COSTOS	21
CAPÍTULO IV	RESEÑA DE LOS MAYORES COSTOS SUFRIDOS	27
CAPÍTULO V	FLUJOS DE FONDOS GLOBAL	30
CAPÍTULO VI	EJES ESTRATÉGICOS DE LA GESTIÓN	32
CAPÍTULO VII	PLAN DE OBRAS	45
CAPÍTULO VIII	SISTEMAS INFORMÁTICOS Y ACTUALIZACIÓN DEL SISTEMA DE GESTIÓN COMERCIAL	69
CAPÍTULO IX	OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	74
CAPÍTULO X	EVOLUCIÓN DE LA CALIDAD DE SERVICIO PRESTADO	78
CAPÍTULO XI	CUADRO TARIFARIO PROPUESTO	84

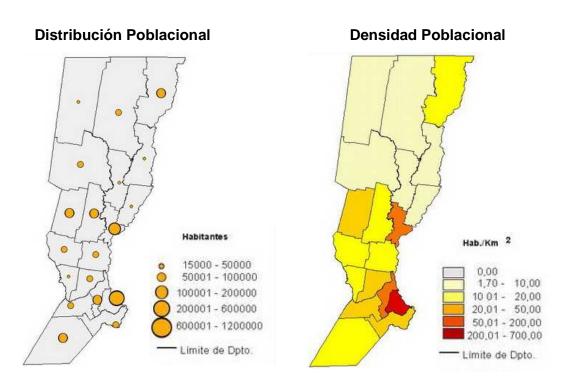


CAPÍTULO I

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 de 3.570.000 habitantes según proyección basada en el último Censo Nacional (Oct 2010), lo que representa el 7,8% del total de habitantes del país.







La Empresa Provincial de la Energía de Santa Fe, junto a 62 Cooperativas dispersas en el territorio Provincial, brindan el Servicio de Energía Eléctrica a más de 360 Municipios, Comunas y Parajes Rurales, aglomerando un total de 1.375.787 Pequeñas Demandas y 3.268 Grandes Usuarios.

En el Territorio Provincial, la EPE posee trece 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 45 Agencias y 108 Oficinas Comerciales dispersas en todo el territorio de la Provincia.



Usuarios

1.375.787 Pequeñas Demandas

3.268 Grandes Demandas

Dotación

3.882 Agentes

108 Oficinas Comerciales

45 Agencias Territoriales

13 Sucursales Comerciales

INFRAESTRUCTURA

El sistema de transmisión, transformación y distribución de energía de la Empresa Provincial de la Energía está compuesto por 73 Estaciones Transformadoras



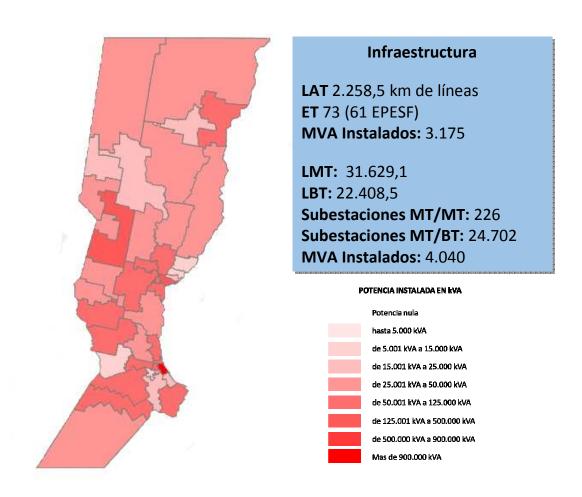
AT/MT (61 EPESF 132 kV, 11 Terceros 132 kV y 1 220 kV), con una potencia instalada total de 3.175 MVA.

Estas Estaciones Transformadoras se vinculan a través de 2.258 kilómetros de redes de alta tensión de 220 kV, 132 kV.

El sistema de subtransmisión en 33 kV está integrado por 226 subestaciones 33/13,2 kV, lo que representa 4.040 MVA de potencia instalada.

El sistema de Distribución de la EPE comprende 31.629,1 kilómetros de líneas de media tensión de 33, 13,2 y 7,62 kV y 24.702 Subestaciones MT/BT.

Finalmente, la red de distribución de la Empresa Provincial de la Energía está compuesta por 22.408 km de líneas de Baja Tensión.

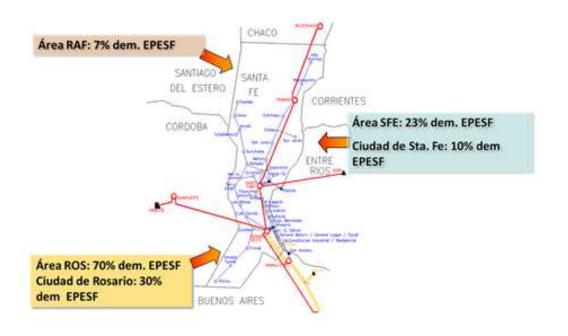


DEMANDA DE POTENCIA POR ÁREA

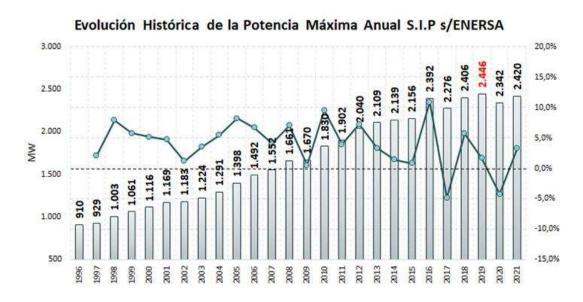
Dentro del territorio provincial, se aprecia una concentración en la demanda de potencia en el Sistema Sur, equivalente al 70% de la demanda total del Sistema Provincial, donde se destaca la demanda de la Ciudad de Rosario, que representa un 30% del mismo. El Sistema Centro/Norte de la Provincia concentra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



La evolución histórica de la Demanda de Potencia del Sistema Provincial se muestra a continuación, donde se observa la duplicación en los valores de demanda máxima registrada en menos de veinte años.





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 cinco años por efecto de la demanda de confort en el sector residencial.

En el verano 2020/2021, si bien no se superó la potencia máxima histórica del Sistema Provincial por sólo 26 MVA (1,1% de los 2446 MVA), se registraron las máximas históricas para las Ciudades de Rosario y Santa Fe, en coincidencia con las previsiones que se tenían respecto a la mayor cantidad de población en sus hogares, ante las medidas de DISPO y las restricciones para viajar en el período estival.

Es así que él día 25 de Enero de 2021 para el Gran Rosario se registró una Demanda máxima de 639 MW, igualando la marca anterior registrada de febrero de 2019, mientras que para el Gran Santa Fe se registraron 392 MW, superando en un 17% la marca anterior de 336 MW.

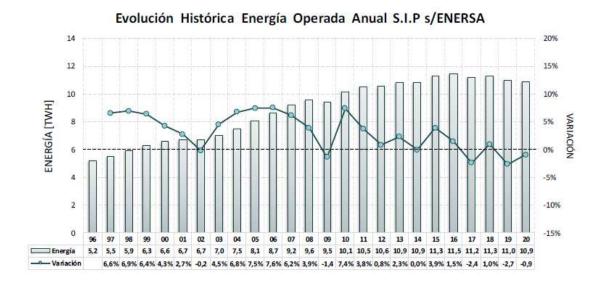
EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE LA ENERGÍA OPERADA

La Energía Operada en el Sistema Provincial durante el año 2020 presentó un decrecimiento del 0,9% respecto del año 2019, producto de las medidas dispuestas en el período de ASPO por el Gobierno Nacional y Provincial debido a la Pandemia COVID-19.

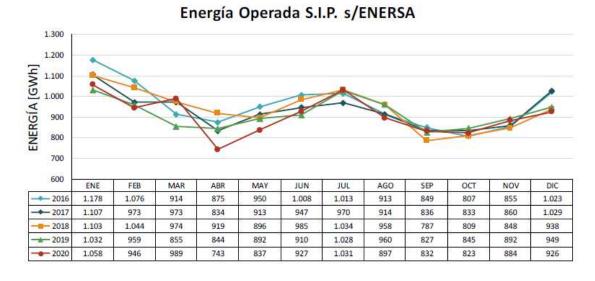
AÑO	Energía Operada SIP s/ENERSA [GWh]	Variación respecto año anterior
2014	10.864,6	0,0%
2015	11.290,9	3,9%
2016	11.461,2	1,5%
2017	11.187,3	-2,4%
2018	11.295,5	1,0%
2019	10.995,3	-2,7%
2020	10.893,1	-0,9%

El valor registrado durante el 2020 resultó ser el más bajo desde el año 2014, presentando una contracción acumulada del 5% respecto del año 2016 cuando se registró el máximo histórico de energía anual.



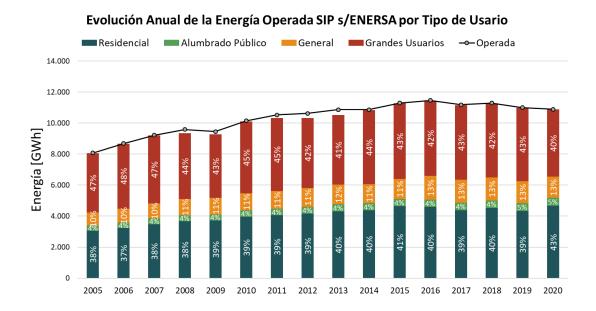


El comportamiento mensual de la energía operada en el sistema muestra para el año 2020 el fuerte impacto de las medidas de ASPO en los registros de energía correspondientes a los meses de Abril y Mayo de 2020, luego de los cuales volvió a situarse dentro de los valores registrados en los cuatro años precedentes.



Desagregando la Energía Operada por tipo de usuario se observa un crecimiento porcentual en la demanda residencial respecto de los años precedentes, debido a las condiciones de la emergencia sanitaria, en detrimento de la demanda de Grandes Usuarios que se redujo en tres puntos porcentuales con relación al 2019.





INFORMACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

Principales Jurisdicciones del M.E.M.

Se indican a continuación los consumos de energía de las principales Jurisdicciones Provinciales y CABA y su participación en el total de energía operada en el país.

G.B.A.	BUENOS AIRES	CÓRDOBA	ENTRE RÍOS	SANTA FE	RESTO PAÍS	TOTAL
4.315	1.294	902	358	1.114	4.011	11.994
4.001	1.198	776	330	1.030	3.509	10.843
4.027	1.196	805	340	1.051	3.724	11.144
3.124	1.007	635	253	753	2.766	8.537
3.796	1.138	721	262	901	2.799	9.617
4.450	1.211	829	282	994	3.015	10.782
5.184	1.345	936	309	1.110	3.300	12.184
4.354	1.266	794	277	979	3.059	10.728
3.971	1.213	747	265	905	2.944	10.045
3.627	1.178	745	276	922	3.266	10.014
3.506	1.174	773	298	980	3.357	10.088
4.030	1.255	850	333	1.024	3.838	11.330
48.386	14.474	9.512	3.582	11.762	39.590	127.306
	4.315 4.001 4.027 3.124 3.796 4.450 5.184 4.354 3.971 3.627 3.506 4.030	G.B.A. AIRES 4.315 1.294 4.001 1.198 4.027 1.196 3.124 1.007 3.796 1.138 4.450 1.211 5.184 1.345 4.354 1.266 3.971 1.213 3.627 1.178 3.506 1.174 4.030 1.255 48.386 14.474	G.B.A. AIRES CORDOBA 4.315 1.294 902 4.001 1.198 776 4.027 1.196 805 3.124 1.007 635 3.796 1.138 721 4.450 1.211 829 5.184 1.345 936 4.354 1.266 794 3.971 1.213 747 3.627 1.178 745 3.506 1.174 773 4.030 1.255 850 48.386 14.474 9.512	G.B.A. AIRES CORDOBA RÍOS 4.315 1.294 902 358 4.001 1.198 776 330 4.027 1.196 805 340 3.124 1.007 635 253 3.796 1.138 721 262 4.450 1.211 829 282 5.184 1.345 936 309 4.354 1.266 794 277 3.971 1.213 747 265 3.627 1.178 745 276 3.506 1.174 773 298 4.030 1.255 850 333 48.386 14.474 9.512 3.582	G.B.A. AIRES CORDOBA RÍOS SANTA FE 4.315 1.294 902 358 1.114 4.001 1.198 776 330 1.030 4.027 1.196 805 340 1.051 3.124 1.007 635 253 753 3.796 1.138 721 262 901 4.450 1.211 829 282 994 5.184 1.345 936 309 1.110 4.354 1.266 794 277 979 3.971 1.213 747 265 905 3.627 1.178 745 276 922 3.506 1.174 773 298 980 4.030 1.255 850 333 1.024 48.386 14.474 9.512 3.582 11.762	G.B.A. AIRES CORDOBA RÍOS SANTA FE PAÍS 4.315 1.294 902 358 1.114 4.011 4.001 1.198 776 330 1.030 3.509 4.027 1.196 805 340 1.051 3.724 3.124 1.007 635 253 753 2.766 3.796 1.138 721 262 901 2.799 4.450 1.211 829 282 994 3.015 5.184 1.345 936 309 1.110 3.300 4.354 1.266 794 277 979 3.059 3.971 1.213 747 265 905 2.944 3.627 1.178 745 276 922 3.266 3.506 1.174 773 298 980 3.357 4.030 1.255 850 333 1.024 3.838 48.386 14.474

Valores expresados en GWh.

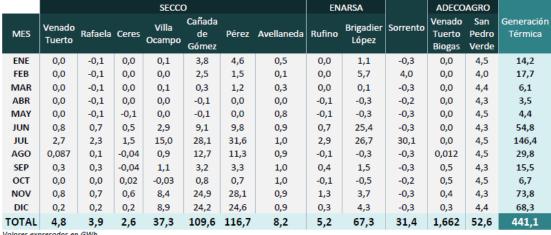


El cubrimiento de la demanda de Energía en la Provincia de Santa Fe desde los Puntos de Intercambio con el Sistema Interconectado Nacional durante el año 2020 resultó el siguiente:

		SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL						SISTEMA INTERCONECTADO PROVINCIAL				
			TRAN	SENER		TRANSBA					Energía Operada	
AÑO	MES	Romang	Rosario Oeste	Santo Tomé	Río Coronda	San Nicolás	Centrales Térmicas	Autogen.	ENERSA	EROD	SIP s/ENERSA	EEOD
2020	ENE	61,6	500,3	324,5	156,6	21,1	14,2	0,0	-21,2	1,0	1.058	1,2
2020	FEB	54,1	448,0	282,9	150,4	13,0	17,7	0,1	-21,5	0,9	946	0,9
2020	MAR	55,6	472,7	311,2	148,5	19,0	6,1	0,1	-25,2	1,0	989	1,2
2020	ABR	39,6	351,7	221,7	139,4	3,5	3,5	0,0	-17,6	0,8	743	1,6
2020	MAY	40,3	415,8	239,8	151,5	3,6	4,4	0,3	-19,4	0,8	837	1,0
2020	JUN	39,3	449,5	242,8	155,2	5,9	54,8	0,3	-21,5	0,8	927	1,2
2020	JUL	45,0	440,6	264,3	141,1	18,1	146,4	0,1	-25,1	0,9	1.031	1,3
2020	AGO	47,7	412,4	249,5	146,6	25,0	29,8	0,0	-15,0	0,8	897	1,1
2020	SEP	48,4	395,3	230,1	137,3	19,9	15,5	0,0	-15,0	0,7	832	1,1
2020	OCT	54,4	376,2	231,9	138,7	31,0	6,7	0,0	-16,9	0,7	823	1,2
2020	NOV	50,5	361,6	238,8	148,5	33,9	73,8	0,0	-23,9	0,8	884	0,9
2020	DIC	50,8	409,3	280,4	103,5	36,6	68,32	0,1	-23,7	0,9	926	1,3
2020	TOTAL	587,4	5.033,3	3.118,0	1.717,3	230,6	441,1	1,2	-245,9	10,1	10.893,1	13,9

Valores expresados en GWh.

Por otra parte, el aporte de la Generación Térmica instalada sobre la red de la EPE resultó para el año 2020 de acuerdo a lo indicado a continuación:



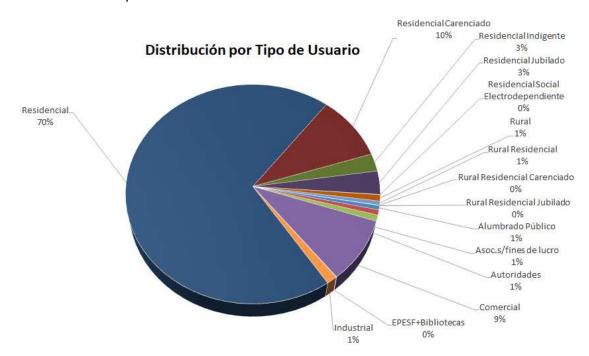
Valores expresados en GWh.

DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA FACTURADA Y CANTIDAD DE **USUARIOS POR TIPO**

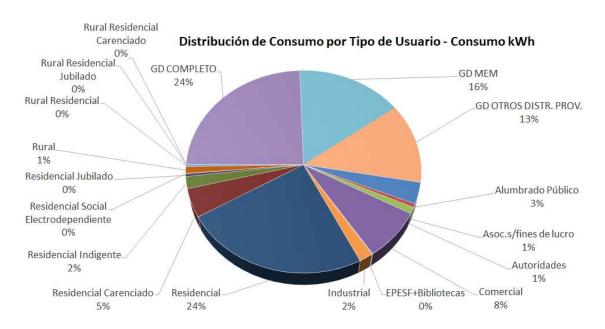
Dentro de la diversidad de Usuarios a quienes presta servicio EPESF, se pueden clasificar de acuerdo al caudal que representan cada categoría, el consumo relacionado a las características del usuario junto al destino del suministro de



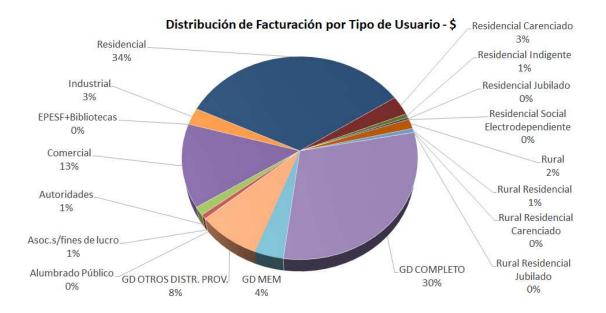
energía, y por último, la implicancia de monetaria representada en los importes que conforman las liquidaciones de Servicios Públicos emitidas.



Del Gráfico precedente, se desprende que los mayores volúmenes de Usuarios son Residenciales, conformando más del 70% del total de suministros activos. Independientemente de ello, las cuantías que refieren al consumo de energía y los niveles de facturación se observan equitativamente fragmentadas entre Pequeñas y Grandes Demandas.







DOTACION DE PERSONAL

La dotación actual de personal asciende a 3.882 trabajadores, segmentados en 2588 Agentes de Mantenimiento y Servicio y 1.294 de Temática Administrativa. Ésta dotación se ha mantenido estable en los últimos años y resulta en la misma cantidad de agentes que contaba la empresa en el año 1997.

En éste período, las instalaciones destinadas al servicio, la cantidad de usuarios, la energía operada y la potencia registrada en el sistema se han, prácticamente, duplicado.

En base a los datos característicos e infraestructura de la empresa, se obtiene una relación de 355 Usuarios por Agente.

En lo que respecta a la longitud de Líneas y Subestaciones a operar y mantener por Agente de temática Mantenimiento y Servicios, se obtiene una media de 22 kilómetros de líneas y 10 Subestaciones Transformadoras por Agente.

Con 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 de 3 GWh por agente (equivalente al consumo anual de 1000 usuarios residenciales).

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

CONTEXTO NACIONAL Y SITUACIÓN DE LA EMPRESA PROVINCIAL DE LA ENERGÍA

Enmarcado en el actual contexto nacional, la situación de la Empresa Provincial de la Energía de Santa Fe resulta equivalente al de otras jurisdicciones en cuanto a la situación tarifaria, financiamiento, comportamiento de la demanda de potencia y energía y las pérdidas por hurto o morosidad causados por el contexto social.

Desde el punto de vista tarifario, en coincidencia con otras empresas Distribuidoras del País que se encuentran en proceso de realización de Audiencias Públicas para recomponer el VAD (Valor Agregado de Distribución), la EPE lleva veintiseis meses sin actualizar este componente, el cual resulta el único ingreso por venta de energía destinado a cubrir los costos operativos y las inversiones necesarias para el sostenimiento del servicio y desarrollo del sistema. Actualmente este componente de la Tarifa resulta aproximadamente un 35% del total. El restante 65% corresponde, en un 55% aproximadamente al pago de la energía al Mercado Mayorista (MEM) y un 10% a impuestos y tributos Nacionales y Provinciales.

En cuanto la posibilidad de financiamiento genuino, a tasas razonables, para atender las inversiones de mediano y largo plazo, cuyo horizonte de amortización técnica supera los 30 años, el Mercado Argentino en general, y la actividad de la Distribución de Energía en el ámbito estatal en particular, no cuentan con acceso al crédito. Es por tal motivo que todo el desarrollo de la actividad, compuesta de múltiples obras de pequeña y mediana envergadura (más de 100 al año de ejecución simultánea) de mano de obra intensiva sobre Pymes y Constructoras locales se financia con los ingresos de corto plazo provenientes del VAD.

Como se puede observar en el capítulo precedente, la modalidad de consumo de energía ha cambiado en los últimos años. La demanda de energía decrece, lo cual genera menos ingresos a la Empresa, al tiempo que la potencia demandada aumenta, lo que implica la necesidad de más inversiones en desarrollo de redes en todos los niveles de tensión para atender éste consumo mayor.

Finalmente, existen variables críticas de la actividad que tienen un comportamiento dependiente de la situación social de los usuarios y su capacidad de acceso al servicio y el pago por el mismo. En este sentido, se ha incrementado fuertemente el hurto de energía y la morosidad en los últimos dos años, a valores nunca registrados hasta el momento. La Empresa Provincial de la Energía de Santa Fe es



una de las pocas jurisdicciones del País que 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 general del mercado indicado precedentemente, la Empresa Provincial de la Energía de Santa Fe (EPESF) ha debido transitar el año 2020 con dificultades económicas y financieras, a fin de mantener la calidad en la prestación del servicio eléctrico de distribución, en un contexto de retracción de la demanda, congelamiento tarifario, macroeconomía inestable de alta inflación, y caída en diez puntos porcentuales en la recaudación a consecuencia de las medidas de contención adoptadas ante la Pandemia COVID-19.

En el contexto de la emergencia social, oportunamente el Gobierno Provincial adhirió a la Ley Nacional N° 27.541 de solidaridad social y reactivación productiva en el marco de la emergencia sanitaria. Específicamente, en el acompañamiento de las políticas de mantenimiento de los cuadros tarifarios de electricidad.

La adhesión del Gobierno Provincial se materializó a través de una serie de Decretos, mediante los que se instruyó a la EPESF a que mantenga las tarifas inamovibles durante todo el año 2020.

Cabe recordar que la última actualización tarifaria se remonta al 01 de marzo de 2019 (Audiencia Pública realizada el 30 de noviembre de 2018), habiendo asimismo contribuido la Empresa con la no materialización de sendos traslados de mayor costo de abastecimiento en el mercado mayorista de energía eléctrica sucedidos en los meses de mayo y agosto del mismo año.

La medida de no adecuar el Cuadro Tarifario de la Empresa durante el año 2020, implicó una merma de ingresos del orden de los \$ 5.923.730.000.-

La decisión de la Empresa de no trasladar desde abril de 2019 y durante todo el año 2020 el mayor costo de abastecimiento en el mercado mayorista de energía eléctrica, implicó una merma de sus ingresos del orden de los \$ 1.586.200.000 en el año 2020, a los que deben adicionárseles una estimación de merma de ingresos de \$ 906.300.000 por la falta de traslado durante el año 2019.

Posteriormente, a consecuencia de la emergencia sanitaria, y en el contexto del aislamiento social, preventivo y obligatorio declarado por la Nación, se sucedieron en forma complementaria, una serie de decisiones del superior Gobierno de la Provincia tendientes a generar paliativos sobre sectores de la producción, de la



prestación de servicios, de las entidades sin fines de lucro, como asimismo abarcativos del consumo residencial.

En efecto, en correlato con las medidas adoptadas a nivel Nacional, dadas por el Decreto de Necesidad y Urgencia (DNU) N° 311/20 del Poder Ejecutivo Nacional, nuestro Poder Ejecutivo Provincial emitió el Decreto N° 0283/20, mediante el que adhirió al anterior, e instruyó sobre medidas paliativas a aplicar a usuarios de la EPESF ante falta de pago.

Asimismo, designó al Ministerio de Infraestructura, Servicios Públicos y Hábitat como Autoridad de Aplicación de las medidas dispuestas en el Decreto, quien dicta la Resolución N° 210/20, mediante la que crea en su ámbito, una Unidad de Coordinación a fin de establecer la metodología de implementación del Decreto Provincial N°0283/20, integrando la EPESF dicha Un idad.

La Unidad mencionada, generó medidas de contención para sectores de la economía afectados por el ASPO y DISPO que fueron contemplando los impactos de la emergencia sanitaria en distintos segmentos de nuestros usuarios.

Se pueden resumir en:

- ✓ Interrupción de las medidas de reclamos o cortes de servicio por falta de pago.
- ✓ Eliminación o disminución de la carga de intereses por pago fuera de término.
- ✓ Facturación de Potencia efectivamente registrada a clubes, centros culturales, hoteles, centros de convenciones, restaurantes y bares.
- ✓ Diferimiento en el pago a Cooperativas Eléctricas.

Las medidas adoptadas, en su conjunto, lo fueron con el espíritu de atender los efectos de la emergencia sanitaria, y mantener la cadena de cobros. No obstante, y dado el alto impacto de la emergencia, se verificó un incremento de 10 puntos porcentuales de la morosidad promedio.

La caída en los ingresos de la Empresa por el conjunto de medidas señaladas más el crecimiento de la morosidad, se han estimado en \$ 3.417.489.000.



La suma total para el año 2020 implicó una escasez de recursos de \$10.927.419.000 que permitieran cumplir con todas las obligaciones del servicio.

Ésta insuficiencia en los recursos percibidos durante 2020 resultan equivalentes al monto de la deuda que se encuentra en proceso de negociación con la Secretaría de Energía de la Nación por la compra de Energía al MEM acumulada durante el primer semestre del año, coincidente con los meses de mayor impacto de la Pandemia COVID-19 en las actividades productivas, lo que provocó una caída de más de 25 puntos porcentuales en la demanda de energía, consecuente caída en los ingresos y aumento de la morosidad, al tiempo que se debían afrontar obligaciones de gastos crecientes a causa de las medidas adoptadas en el funcionamiento de la Empresa. A partir de los vencimientos de julio de 2020 hasta la actualidad, el pago de la factura corriente por compra de energía a CAMMESA se viene cumpliendo en un 100%.

En este sentido, la Empresa Provincial de la Energía adhirió al Régimen Especial de Regularización de Obligaciones en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), en el marco de la Resolución de la Secretaría de Energía N° RESOL-2021-40-APN-SE#MEC que reglamenta el Artículo 87° de la Ley N° 27.591 de Presupuesto General de la Administración Nacional para el Ejercicio 2021.

El desequilibrio provocado por la emergencia, paliado en parte por la aplicación de un Plan de Austeridad y la renegociación de contratos de obras y servicios, derivó en un déficit presupuestario total que ascendió a \$ 6.139.686.102.

No obstante, no sin ingentes esfuerzos, se han desarrollado todas las tareas posibles para el mantenimiento de la calidad de servicio, como ya se demostrará.

Con ello, junto al desarrollo de un plan de inversiones acorde a la situación, donde se tuvieron planteles reducidos para la preparación de pliegos y ejecución de obra pública durante todo el período de ASPO y DISPO, se consiguieron niveles de ejecución de los planes de mantenimiento y obras equivalentes al año 2019, permitiendo satisfacer la demanda de energía eléctrica con una prestación de calidad.

No obstante lo indicado, resulta necesario resolver la recomposición del cuadro tarifario de la EPESF, a fin de sostener la prestación del servicio en el tiempo, conforme las exigencias del mercado actual.



Se muestra a continuación la comparación de Tarifas vigentes a marzo/2021 de la EPESF con las correspondientes a las Provincias de la Región Centro de la República Argentina: EPEC (Empresa Provincial de Energía de Córdoba), ENERSA (Energía de Entre Ríos S.A.) y EDEN (Empresa Distribuidora de Energía Norte S.A. – Provincia de Buenos Aires). Las mismas se consideran representativas a los fines de comparación para la EPESF por cuanto su estructura de demanda, instalaciones y actividad económica resultan similares. En el caso de la Empresa del Norte de Provincia de Buenos Aires (EDEN), la empresa Distribuidora no posee instalaciones en el nivel de 132 kV, ya que dicho nivel de transmisión está concesionado a Transba S.A., por lo que en su estructura de costos no se incorporan los necesarios para la Operación y Mantenimiento del sistema de Transporte Provincial en 132 kV.

En los cuadros a continuación se evalúa la tarifa de cada Distribuidora comparada con la EPESF, observándose en rojo los porcentajes en los que las tarifas de referencia resultan más elevadas que las de nuestra EPESF, y en negro los casos inversos (Tarifa EPESF mayor que las Distribuidoras de comparación).

Usuarios Residenciales

Importes Totales con Impuestos [\$/bim]

Importes rotales con impuestos [4,5111]										
CONSUMO	EPESF	EPEC vs	EPESF	ENERSA v	s EPESF	EDEN vs EPESF				
200	\$ 1.286	\$ 1.809	41%	\$ 1.475	15%	\$ 1.565	22%			
300	\$ 1.992	\$ 3.404	71%	\$ 2.174	9%	\$ 2.420	22%			
500	\$ 3.888	\$ 5.921	52%	\$ 4.240	9%	\$ 4.102	6%			
700	\$ 5.860	\$ 8.437	44%	\$ 6.593	13%	\$ 5.517	-6%			
1100	\$ 9.998	\$ 15.738	57%	\$ 12.015	20%	\$ 9.533	-5%			
1700	\$ 16.135	\$ 27.540	71%	\$ 19.819	23%	\$ 15.465	-4%			
3000	\$ 30.115	\$ 48.858	62%	\$ 36.728	22%	\$ 27.863	-7%			

Se consideran los Impuestos Municipales de Rosario.



Usuarios Comerciales

Importes Totales con Impuestos [\$/bim]

CONSUMO	EPESF	ESF EPEC vs EPESF ENERSA vs EPESF		EPESF	EDEN vs EPESF		
800	\$ 8.109	\$ 12.609	55%	\$ 8.604	6%	\$ 8.530	5%
1800	\$ 17.256	\$ 28.320	64%	\$ 20.474	19%	\$ 17.771	3%
3000	\$ 29.039	\$ 47.173	62%	\$ 34.717	20%	\$ 28.601	-2%
5000	\$ 46.925	\$ 78.069	66%	\$ 58.456	25%	\$ 45.686	-3%
8000	\$ 74.756	\$ 124.415	66%	\$ 94.065	26%	\$ 68.832	-8%
11000	\$ 101.680	\$ 170.760	68%	\$ 129.673	28%	\$ 91.978	-10%
15000	\$ 137.578	\$ 232.553	69%	\$ 177.151	29%	\$ 122.839	-11%

Se consideran los Impuestos Municipales de Rosario.

Usuarios Comerciales – Ley 11.257

Importes Totales con Impuestos [\$/bim]

CONSUMO	EPESF	EPEC vs l	EPEC vs EPESF		ENERSA vs EPESF		EPESF
800	\$ 7.368	\$ 12.609	71%	\$ 8.604	17%	\$ 8.530	16%
1800	\$ 15.634	\$ 28.320	81%	\$ 20.474	31%	\$ 17.771	14%
3000	\$ 26.348	\$ 47.173	79%	\$ 34.717	32%	\$ 28.601	9%
5000	\$ 42.446	\$ 78.069	84%	\$ 58.456	38%	\$ 45.686	8%
8000	\$ 67.584	\$ 124.415	84%	\$ 94.065	39%	\$ 68.832	2%
11000	\$ 91.816	\$ 170.760	86%	\$ 129.673	41%	\$ 91.978	0%
15000	\$ 124.124	\$ 232.553	87%	\$ 177.151	43%	\$ 122.839	-1%

Se consideran los Impuestos Municipales de Rosario.



Usuarios Industriales

↓ Importes Totales con Impuestos [\$/bim]

CONSUMO	EPESF	EPEC vs I	EPESF	ENERSA v	s EPESF	EDEN vs	EPESF
1000	\$ 9.269	\$15.751	70%	\$ 8.346	-10%	\$ 10.378	12%
2400	\$ 20.799	\$37.746	81%	\$ 20.978	1%	\$ 23.982	15%
3500	\$ 30.863	\$ 54.897	78%	\$ 30.904	0%	\$ 32.450	5%
5000	\$ 43.154	\$ 78.069	81%	\$ 44.439	3%	\$ 45.686	6%
8000	\$ 68.697	\$ 124.415	81%	\$ 71.509	4%	\$ 68.832	0%
11000	\$ 93.333	\$ 170.760	83%	\$ 98.579	6%	\$ 91.978	-1%
15000	\$ 126.181	\$ 232.553	84%	\$ 134.672	7%	\$ 122.839	-3%

Usuarios Completos - Tarifa T2

Tarifa Media con Impuestos [\$/kWh]

TARIFA	POTENCI A [kW]	Rel. P/FP	F.U.	EPESF	EPEC vs	EPEC vs EPESF		EPEC vs EPESF		SA vs :SF	EDEN v	s EPESF
2 B1	60	0,7	0,5	7,809	9,738	25%	8,089	4%	8,801	13%		
2 B2	300	0,8	0,5	7,742	8,757	13%	7,941	3%	8,383	8%		
2M31	200	0,2	0,4	4,789	5,743	20%	4,984	4%	6,226	30%		
2M32	800	0,6	0,7	5,831	6,372	9%	5,724	-2%	6,799	17%		
2 A2	5000	1,0	0,8	4,830	5,235	8%	4,986	3%				

Se consideran los Impuestos Municipales de Rosario.

- 2 B1: Grandes Demandas en Baja Tensión Menores de 300 kW.
- 2 B2: Grandes Demandas en Baja Tensión Mayores de 300 kW.
- 2M31: Grandes Demandas en Media Tensión Menores de 300 kW.
- 2M32: Grandes Demandas en Media Tensión Mayores de 300 kW.
- 2 A2: Grandes Demandas en Alta Tensión Mayores de 300 kW.



Usuarios Completos - Tarifa T6

Tarifa Media con Impuestos [\$/kWh]

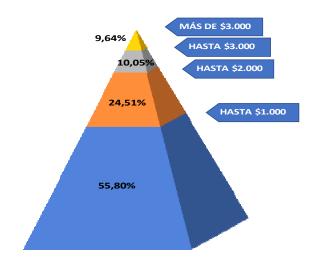
TARIFA	POTENCI A [kW]	Rel. P/FP	F.U.	EPESF	EPEC vs	s EPESF	ENER EPI	SA vs ESF	EDEN vs	s EPESF
6 B1	100	0,7	0,6	2,515	3,460	38%	2,584	3%	2,870	14%
6 B2	300	0,8	0,6	2,745	3,745	36%	2,798	2%	3,025	10%
6M31	200	0,2	0,4	1,641	2,727	66%	1,665	2%	1,655	1%
6M32	1500	0,6	0,6	1,549	2,415	56%	1,158	-25%	1,550	0%
6 A2	5000	1,0	0,8	0,337	0,929	176%	0,243	-28%		

Se consideran los Impuestos Municipales de Rosario.

- 6B1: Tarifa de Peaje en Baja Tensión Menores de 300 kW.
- 6 B2: Tarifa de Peaje en Baja Tensión Mayores de 300 kW.
- 6M31: Tarifa de Peaje en Media Tensión Menores de 300 kW.
- 6M32: Tarifa de Peaje en Media Tensión Mayores de 300 kW.
- 6 A2: Tarifa de Peaje en Alta Tensión Mayores de 300 kW.

De los cuadros anteriores se puede apreciar que las tarifas de la Empresa Provincial de la Energía resultan en la actualidad las más bajas de la región en la mayoría de sus segmentos tarifarios.

Para los usuarios del segmento Residencial, tomando en consideración la facturación total anual de 1.059.537 usuarios y haciendo un promedio mensual de ésta facturación, un 55,8% de nuestros usuarios residenciales tiene una factura mensual menor a \$1.000 por el consumo de Energía Eléctrica, un 24,5% entre \$1.000 y \$2.000, un 10,5% entre \$2.000 y \$3.000 y sólo un 9,64% tiene facturación mensual superior a los \$3.000 mensuales.



Composición de Usuarios y Factura Mensual Promedio



CAPÍTULO III

ESTRUCTURA DE COSTOS

Para la determinación de los precios que conformarán el Cuadro Tarifario de la EPESF, resulta necesario efectuar el análisis de los costos del servicio, por un lado, y por el otro, determinar las características del mercado consumidor.

La estructura de costos que se presenta se integra en el Flujo de Fondos Global que resulta para el presente Ejercicio 2021.

Se analizan las variaciones de los principales componentes que integran la matriz de costos de la EPESF, a saber:

- 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.

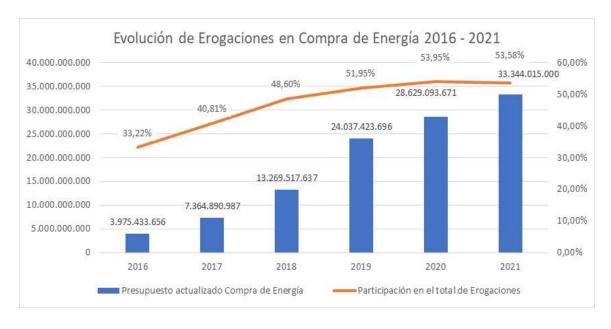
En su determinación, se tomaron en cuenta indicadores económicos, series históricas, temperaturas medias esperadas, y desarrollo de la demanda de consumo de energía eléctrica.

A su vez, la incidencia porcentual de pérdidas se ha calculado en el orden del 8,2% para Pérdidas Reconocidas y 8,0% para Pérdidas No Reconocidas. El resultado total de Pérdidas Totales de la EPESF se proyecta en el orden del 16,2%.

La proyección de los egresos por Compra de Energía se estima en \$ 33.344.015.000.-

Se muestra a continuación la evolución y participación de las erogaciones en Compra de Energía, en la serie de los años 2016 a 2021 (proyectado).





✓ Plan de inversión en Obras.

El Presupuesto 2021 aprobado, prevé ejecución de Trabajos Públicos (Obras) por un monto de \$ 2.707.602.000.-

La inversión se desagrega de la siguiente manera:

FUENTE DE FINANCIACIÓN	CLASIFICACIÓN	PRESUPUESTO [\$]
Recursos propios	Plan de Obras en Alta Tensión	253.965.000
Recursos propios	Plan de Obras en Media y Baja Tensión	1.005.605.000
Recursos propios afectados	FER – Proyectos de electrificación rural	470.016.000
Tesoro Provincial	FER – Proyectos de electrificación rural	470.016.000
Recursos propios	Proyectos EPE Digital - Telesupervisión	218.000.000
Recursos propios	Proyectos reducción pérdidas no técnicas	100.000.000
Tesoro provincial	Proyectos EPE Social	60.000.000
FEDEI	Plan de Obras en Alta Tensión	130.000.000
TOTAL		2.707.602.000

El Plan de Obras alcanza diversos destinos, 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, servicios y bienes de capital.

Las necesidades de materiales, servicios y bienes de capital para la prestación del servicio se estiman en \$ 6.274.270.000.-

Se estiman los materiales, servicios y bienes de capital en base a las necesidades del sistema eléctrico puesto a disposición para la prestación del servicio.

Se estratifican como sigue:

CLASIFICACIÓN	PRESUPUESTO [\$]
Materiales para el mantenimiento del servicio eléctrico	1.400.000.000
Servicios para el mantenimiento y reparaciones del servicio	1.362.320.000
Otros servicios (comunicaciones, alquileres, vigilancia, servicios comerciales y financieros, servicios técnicos, etc.)	2.283.830.000
Compra de máquinas y equipos	1.228.120.000
TOTAL	6.274.270.000

Entre los materiales y servicios a adquirir y contratar con afectación directa a la prestación del servicio, se destacan:



CLASIFICACIÓN	UNIDAD	CANTIDAD
Transformadores de potencia 132/33/13,2 kV	Transformador	4
Transformadores para subtransmisión, distribución y rurales	Transformador	530
Medidores simple y doble tarifa	Medidor	55.919
Reconectadores, seccionadores, celdas, reguladores de tensión, aisladores y descargadores	c/u	12.423
Instrumentos especiales, para medición y para protecciones	c/u	635
Conductores desnudos, preensablados y cable subterráneo	Metro	477.784
Columnas de H%°y postes de madera	c/u	11.300
Equipos pesados (camión y grúa)	c/u	15
Mano de obra para poda por despeje de ramas finas	Árbol	172.190
Mano de obra para ejecución de zanjeo, relleno y compactado	Metro	5.491
Mano de obra para recambio de postes por columnas	Poste	5.373

√ Costos laborales.

Los costos laborales se proyectan para el año 2021 en base a la planta actual de personal con que cuenta la Empresa, incluyendo los beneficios y contribuciones patronales, estimándose en la suma de \$ 11.800.253.000.-.

Se incluye en la estimación la paritaria acordada para el año 2020, contando con 3.882 agentes, de los cuales 1.294 se hallan afectados a tareas técnico-administrativas, y 2.588 a tareas manuales de mantenimiento y servicio.

PARTIDAS	MONTO [\$]
Retribuciones, complementos y servicios	9.502.017.000
S.A.C.	477.464.000
Contribuciones Patronales	1.795.963.000
Asignaciones Familiares	24.809.000
TOTAL	11.800.253.000



La participación de los gastos en personal, respecto el total de erogaciones previstas para el año 2021, asciende al 20,6 %, uno de los más bajos de la región.

Se demuestra también cuando se compara la evolución salarial respecto la de la Canasta Básica Total.

AÑO	% Incremento Canasta Básica Total s/INDEC	% Incremento Canasta Básica Total Acumulado	% Incremento Política salarial EPE	% Incremento Política salarial EPE Acumulado
2016		Bas	se	
2017	26,8	26,8	25,0	25,0
2018	52,9	93,8	45,5	81,9
2019	52,8	196,1	47,4	168,1
2020	39,1	312,0	19,8	221,2





✓ Contribuciones, tasas, impuestos, indemnizaciones y amortización de deuda.

El detalle de contribuciones, tasas, impuestos e indemnizaciones, es el que se muestra a continuación:

CLASIFICACIÓN	PRESUPUESTO [\$]
Impuesto a débitos y créditos bancarios y contribuciones varias	778.000.000
Impuestos a los Ingresos Brutos	1.243.000.000
Impuesto al Valor Agregado	3.846.000.000
Transferencia 6 % a Municipios y Comunas	1.400.000.000
Multas, indemnizaciones y bonificaciones a clientes	43.000.000
Energías renovables y transferencias para electrificación rural	97.224.000
Amortización de deuda	703.200.000
TOTAL	8.110.424.000



CAPÍTULO IV

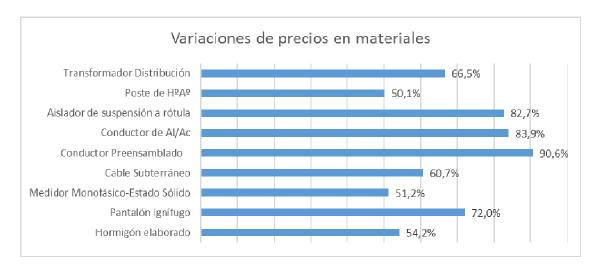
RESEÑA DE LOS MAYORES COSTOS SUFRIDOS

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 relevadas de un conjunto de ellos. Cabe consignar que se hace referencia a valores de diciembre del año 2020 respecto de marzo de 2019, por cuanto el último dato aportado para la determinación de incrementos en nuestro Cuadro Tarifario a consecuencia de mayores costos en bienes y servicios, data de finales del año 2018.

1. Variaciones ocurridas en materiales:

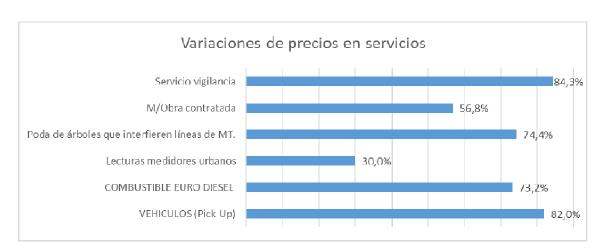
Texto de material	Unidad de medida	Precio unitario mar/19 [\$]	Precio unitario dic/20 [\$]	% Incremento
Transformador Distribución 13,2/0,400-0,231KV 315kVA	pza.	309.952,50	516.128,80	66,5%
Poste de H%°12,00/1800 MN 473	pza.	23.791,00	35.714,95	50,1%
Aislador suspensión a Rótula – MN12	pza.	663,56	1.212,14	82,7%
Conductor de Al-Ac s=95/15mm ²	М	81,54	149,98	83,9%
Conductor Preensamblado Al s=3x95+1x50+1x25mm2	М	286,15	545,50	90,6%
Cable Subt. Al XLPE 13,2kV 185mm2 c/PE Cu 50mm2	М	785,07	1.261,74	60,7%
Medidor Monofásico-Estado Sólido	pza.	856,58	1.295,24	51,2%
Pantalón Ignifugo según HST N° 904	pza.	4.933,96	8.486,42	72,0%
Hormigón elaborado H-20	M^3	4.455,00	6.870,00	54,2%





2. Variaciones ocurridas en servicios:

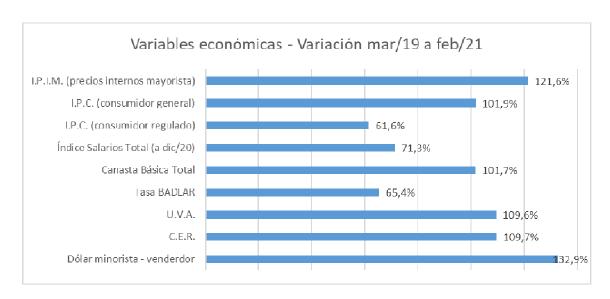
Texto de Servicio	Unidad de Medida	Precio unitario mar/19 [\$]	Precio unitario dic/20 [\$]	% Incremento
Servicio vigilancia (actualización por Paritarias)	h. hombre	257,63	474,71	84,3%
Mano de Obra contratada (actualizado por acta salarial UOCRA aplicable)	h. hombre	248,15	388,97	56,7%
Poda de árboles que interfieren líneas de MT.	pza.	324,84	566,66	74,4%
Lecturas de medidores urbanos (actualizado por acta salarial UOCRA)	pza.	17,60	22,88	30,0%
COMBUSTIBLE EURO DIESEL (Fuente YPF en Ruta)	\$/It	42,33	73,30	73,2%
VEHICULOS (Pick-Up) (Fuente ACARA)	Plaza	1.301.920,00	2.369.500,00	82,0%





3. Variaciones ocurridas en la macroeconomía Nacional:

Para mayor ilustración, la información se complementa con la demostración de la variación ocurrida en el periodo marzo/19 a febrero/21 de determinadas variables de la economía nacional, como se expone:





CAPÍTULO V

FLUJO DE FONDOS GLOBAL

Con la información producida, se confecciona el Flujo de fondos global que se detalla a continuación:

La suma de todas las erogaciones alcanza la suma de \$ 62.236.564.000, y representa los egresos anuales totales proyectados para el año. Se resumen en el cuadro siguiente:

EROGACIONES PREVISTAS			
CONCEPTO	IMPORTE [\$]		
Compra de Energía	33.344.015.000		
Trabajos Públicos	2.707.602.000		
Materiales para mmto. y reparación del Servicio Eléctrico	1.400.000.000		
Servicios para mmto. y reparación del Servicio Eléctrico	1.362.320.000		
Otros Servicios	2.224.230.000		
Impuestos + Transferencias + Bonificaciones a clientes	7.407.224.000		
Bienes de Capital	1.190.820.000		
Bienes Preexistentes	37.300.000		
Gastos en Personal	11.800.253.000		
Otros gastos	762.800.000		
TOTAL DE EROGACIONES PREVISTAS	62.236.564.000		

Los recursos proyectados sin incremento tarifario suman \$ 52.975.067.203.-, según se detalla en el próximo cuadro. El Producido de Explotación representa los ingresos por facturación por venta de energía, que surge de considerar las cantidades a facturar con el cuadro tarifario vigente y los índices de cobranza proyectados.

RECURSOS SIN INCREMENTO TARIFARIO			
CONCEPTO	IMPORTE [\$]		
Producido de Explotación	49.653.371.203		
FER	992.256.000		
Ingresos por Compensación Tarifaria	1.868.000.000		
Fondo Subsidiario Compensador de Tarifas	90.000.000		
Varios	110.000.000		
Inspección Calderas	2.500.000		
FEDEI	130.000.000		
Transferencias programas EPE Social y Electrodependientes	69.200.000		
Energías Renovables	59.740.000		
TOTAL RECURSOS SIN INCREMENTO TARIFARIO	52.975.067.203		



De la comparación de los ingresos anuales estimados sin incremento tarifario, con la proyección de la necesidad de erogaciones, surge un desequilibrio económico, cuya determinación es la que se expone a continuación:

DIFERENCIA ENTRE NECESIDAD Y RECURSOS		
CONCEPTO	IMPORTE [\$]	
Egresos totales proyectados a atender en 2021	62.236.564.000	
Ingresos proyectados sin adecuación tarifaria	52.975.067.203	
DESEQUILIBRIO ECONÓMICO (diferencia entre Erogaciones e Ingresos proyectados sin adecuación tarifaria)	9.261.496.797	

El desequilibrio económico representa el incremento que debe producirse en los ingresos anuales totales para lograr el presupuesto equilibrado. Es decir, los ingresos totales deben incrementarse \$ 9.261.496.797.- para alcanzar el equilibrio económico.

De la manera señalada, el detalle del cuadro de Recursos con incremento tarifario es el que se indica a continuación. En este caso, el Producido de Explotación representa los ingresos por facturación por venta de energía, que surge de considerar las cantidades a facturar con el cuadro tarifario propuesto y los índices de cobranza proyectados.

RECURSOS CON INCREMENTO TARIFARIO			
CONCEPTO	IMPORTE [\$]		
Producido de Explotación	58.914.868.000		
FER	992.256.000		
Ingresos por Compensación Tarifaria	1.868.000.000		
Fondo Subsidiario Compensador de Tarifas	90.000.000		
Varios	110.000.000		
Inspección Calderas	2.500.000		
FEDEI	130.000.000		
Transferencias programas EPE Social y Electrodependientes	69.200.000		
Energías Renovables	59.740.000		
TOTAL RECURSOS CON INCREMENTO TARIFARIO	62.236.564.000		



CAPÍTULO VI

EJES ESTRATÉGICOS DE LA GESTIÓN

El principal objetivo de la actual gestión Empresaria resulta la obtención de tarifas justas en relación al servicio ofrecido y a la capacidad de pago de sus usuarios.

Para el logro de éste objetivo, en el transcurso del año 2020, se iniciaron acciones dentro de los procesos de gestión comercial, técnica y administrativa cuya finalidad es la de optimizar la estimación de costos e inversiones que inciden en la determinación del componente de la tarifa que se encuentra bajo control de la Empresa Provincial de la Energía, es decir, el Valor Agregado de Distribución (VAD).

Las acciones mencionadas se desarrollan en tres Programas de Gestión: EPE Digital, EPE Social y Plan de Gestión Comercial, cada uno de los cuales cuenta con Proyectos específicos orientados a:

- Incorporar tecnología para la implementación de un sistema de telemedición (medición remota) de la demanda de energía para todos los usuarios de la EPE.
- Profundizar las acciones de control para reducción del hurto y fraude de energía.
- Incorporar equipamiento y sistemas de control para la gestión del sistema de distribución en el territorio de la Provincia que actualmente no cuenta con este servicio, propendiendo a reducir cantidad de fallas, mejorar la atención y gestión de reclamos y reducir los tiempos de reposición del servicio.
- Desarrollo de nuevas funcionalidades y accesibilidad de la plataforma de gestión comercial, con capacidad de autogestión de todos los trámites.
- Incrementar y profundizar los canales digitales de comunicación interna y externa.
- Revisión de procesos de gestión administrativa, incorporando la digitalización de trámites internos y acceso a compras electrónicas.
- Accionar sobre la gestión de cobranzas, reduciendo los índices de morosidad e incobrabilidad.
- Auditar técnicamente de manera externa la medición de Grandes Usuarios.
- Ejecutar procedimientos de gestión comercial para Grandes Usuarios con el fin de contar con un régimen de Equidad Tarifaria (es decir tratamiento equivalente a clientes similares).



- Ejecutar acciones en barrios populares con el fin de dotarlos de condiciones seguras y confiables para el suministro del servicio público de electricidad, a valores asequibles para los sectores sociales en condición vulnerable.
- Definir criterios que permitan abordar un proceso de segmentación tarifaria en el corto plazo.

PROGRAMAS ESTRATÉGICOS DE GESTIÓN

- EPE DIGITAL

El desarrollo del programa EPE digital, está ligado a la aplicación del concepto de "transformación digital". Éste ha cobrado gran relevancia en los últimos tiempos debido a la aceleración creciente que ocurre a nivel global en lo que respecta a la aparición y uso de nuevas tecnologías. La aplicación de las mismas impacta en los modelos de negocio de las organizaciones, desarrollando un gran enfoque hacia el cliente, y, en consecuencia, en los procesos internos de la empresa. La transformación digital impone grandes desafíos a las organizaciones debido a la magnitud e impacto de los cambios.

Además de las modificaciones que suceden a nivel global, resulta relevante destacar tres aspectos importantes que contribuyen a la necesidad de transitar el proceso de transformación digital:

En primer lugar, la exigencia del ciudadano/a, de las empresas, de las diferentes organizaciones de contar un servicio acorde a los nuevos tiempos tecnológicos.

En segundo lugar, el impacto de la pandemia generada por el COVID-19 ha acelerado la incorporación (en algunos casos planificada y en otros no tanto) de tecnologías digitales en las organizaciones para continuar prestando servicios en formatos que el contexto lo permitiese.

Y, por último, el Sr. Gobernador de la Provincia definió en sus lineamientos que la incorporación de la tecnología era central para el avance y desarrollo de un Estado presente y específicamente mencionó a nuestra empresa como ejemplo de transformación.

Por todo lo anteriormente expuesto, resulta necesario que la empresa Provincial de la Energía genere las competencias dinámicas que le permitan adaptarse a un entorno cambiante, haciendo foco en aquellos procesos que simplifiquen, sumen valor y permitan generar mayores satisfacciones a sus clientes.

El objetivo del programa es convertir a la EPE en una empresa más dinámica, eficiente, y cercana a sus usuarios. Por eso el foco en la EPE Digital. La



incorporación estratégica de nuevas tecnologías permite contar con información de manera transparente y ágil, manejar y monitorear procesos con información en línea, reducir gestiones manuales redistribuyendo el capital humano en trabajos que generan mayor valor, incorporar una comunicación bidireccional con el usuario, y así mayor presencia y visibilidad de la empresa.

Para llevar adelante el programa, se trabajará en cinco líneas de trabajo.

1. TELEMEDICIÓN:

Como premisa se requiere conseguir la Telemedición del 60% de la energía de los distintos tipos de clientes de la empresa para el año 2023.

Se encuentra actualmente en ejecución el proyecto de Telemedición de Grandes Clientes, habiéndose previsto un plazo de dos años para lograr telemedir la totalidad de ellos.

En la actualidad se encuentran telemedidos 233 Grandes Clientes: 42 en la zona Sur de la Provincia, 78 en zona Centro Norte y 113 en zona Oeste.

Acciones a llevar a cabo:

- Puesta en funcionamiento software de gestión e incorporación de los primeros 233 Usuarios con Telemedición.
- Adquisición de Medidores, Módems GPRS y líneas para los primeros 1.000 reemplazos.
- Para el objetivo se deben instalar e incorporar al sistema 331 equipos de medición y sistema de comunicaciones de acuerdo a esta dispersión territorial: Zona Rafaela: 26 suministros (3 MT, 23 GUDIS); Zona Santa Fe: 73 suministros (11 MT; 61 GUDIS; 1 Cooperativa); Zona Rosario: 232 suministros (1 AT; 44 MT; 155 GUDIS; 32 Cooperativas).
- Adquirir el equipamiento (Medidores, Módems GPRS y líneas) para los 2.000
 Grandes Usuarios restantes.
- Incorporar 73 GUMA/GUME y vinculación con otros Distribuidores Provinciales
- Incorporar 2.562 Grandes Usuarios de BT.

En lo que respecta a los Usuarios Bimestrales, se estableció el requerimiento de incorporar a la telemedición a 50.000 usuarios por año a partir del año 2022.

Los segmentos detectados de usuarios a incorporar pueden ser divididos en las siguientes categorías:

a) Edificios



Implementación de lectura del puerto óptico de los medidores electrónicos de edificios a través de un concentrador a instalar en el tablero de cada edificio, el cual se comunicará con el Sistema de Telemedición.

En este sentido, durante el año 2021 se deberán incorporar los primeros 100 Edificios en las ciudades de Santa Fe, Rosario y Rafaela al Sistema de Telemedición.

b) Clientes residenciales urbanos

Instalación de medidores inteligentes que permitan la lectura, corte y reconexión de clientes. Se están realizando pruebas piloto a fin de evaluar el desempeño de las distintas tecnologías en las condiciones reales (medios de comunicación, protocolos, etc.), para luego avanzar en la implementación masiva. Este año se incorporan 2.000 usuarios en Santa Fe, Rosario y Rafaela.

c) Clientes rurales

Instalación de medidores con capacidad de comunicación remota. Se realizan 180 pruebas pilotos en la cuenca lechera.

Inversión prevista:

Descripción	Monto [\$]
Compra de Medidores GC c/módems p/Proyecto (1800/385).	64.206.279
Compra de Medidores GC c/módems Plan 2018, expte. 1-17-876875. PC N°4060001743/4/5.	4.424.168
Compra de Medidores GC c/módems Plan 2020 (327/232)	9.985.619
Compra de Módems p/Proyecto, 1ª Etapa (500)	6.537.967
Compra de Módems p/Proyecto, 1ª Etapa, ampliación de los 500 (100)	1.307.593
Compra de módems p/Proyecto, ampliación PC 405000985/6/7 (90) – ESG	1.187.242
Compra de Módems p/Proyecto, por fallas Milca (350/240)	5.738.124
Compra de módems p/Proyecto, saldo de 1ª Etapa, (300)	3.957.473
Adquisición de Sistema de Telemedición y Telegestión loT - Lorawan	40.953.021
Adquisición de Sistema de Telemedición y Telegestión Tipo AMI, por PLC	62.922.800
TOTAL DE LA INVERSIÓN EN TRÁMITE	201.220.286
TOTAL INVERSIÓN PREVISTA	286.900.000



2. TELECONTROL

Con el propósito de mejorar la calidad de servicio brindada a los clientes de las Sucursales Territoriales, se plantea como objetivo tele supervisar y controlar las instalaciones de la red eléctrica de MT (por ejemplo: estaciones de rebaje 33/13,2 kV y re-conectadores), y además implementar en el interior de la provincia el módulo de Gestión de Interrupciones (OMS), actualmente empleado en las ciudades de Rosario y Santa Fe.

Se define una Etapa Inicial en la que se establecen dos Centros de Control Territorial con acceso a OMS (Sistema de Gestión de la Operación) por contar con infraestructura acorde al desarrollo del proyecto:

Zona Oeste: Rafaela (Incluye las localidades de la Sucursal Rafaela).

Zona Sur: San Lorenzo (Incluye las localidades de la Sucursal San Lorenzo y adicionalmente en el mismo, la función de OMS para las localidades de Granadero Baigorria, Capitán Bermúdez, Fray Luis Beltrán, Ibarlucea, Pérez y Funes).

En la medida que se avance con la Etapa Inicial, se planteará una segunda etapa para la instalación del Centro de Control y Gestión de la Distribución Zonas Centro y Norte.

Inversión prevista:

Descripción	Monto [\$]
Telecontrol de CD Salva, ER Bella Italia y ER Parque Industrial, Sucursal Rafaela	66.520.000
Telecontrol de ER María Juana y ER Frontera, Sucursal Rafaela	46.300.000
Telecontrol de ER Ataliva y ER Moisés Ville, Sucursal Rafaela	60.000.000
Telecontrol SET 33/13,2 Kv y playa maniobras San Jerónimo Norte (parcial)	31.600.000
Telecontrol SET 33/13,2 Kv Llambi Campbell, Alejandra y Maciel (parcial)	12.510.000
Construcción de nuevo edificio para Centro de Control Operativo Rafaela	22.670.000
Adecuación a Telecontrol rebaje 33/13,2 Kv CD Carcarañá y Vicentín (parcial)	14.000.000
Adecuación a Telecontrol rebajes 33/13,2 Kv CD Pérez y Totoras (parcial)	15.000.000
TOTAL INVERSIÓN	268.600.000



3. OFICINA VIRTUAL

Esta herramienta permite contar con un área web y aplicación móvil para el autoservicio y la autogestión de los usuarios, sin tener que desplazarse a las propias oficinas comerciales. Este nuevo servicio instalado, aporta grandes beneficios a los usuarios, siendo considerado como objetivo neurálgico de EPE Digital.

Por ello, se producirán las mejoras necesarias que irán acompañadas de una ampliación de la posibilidad de trámites, añadiendo nuevos procedimientos comerciales. Así como también un cambio de imagen y la difusión de gráfica mejorando las posibilidades de uso, para conseguir que este servicio sea utilizado por la mayor cantidad de usuarios, beneficiándose de ello.

Se plantea como necesidad la incorporación a la plataforma de oficina virtual del 50% de los usuarios para 2022, y desarrollar la primera plataforma virtual para empresas de servicio con acceso adaptado para adultos mayores.

Funcionalidades disponibles actualmente:

- 1. Administrar múltiples suministros con un único usuario registrado.
- 2. Envío vía correo electrónico a los usuarios, en formato .pdf de la liquidación de servicios públicos, al momento de facturarse.
- 3. Adhesión al débito automático y a la factura digital.
- Emisión de Libre Deuda.
- Reimpresión de últimas liquidaciones emitidas.
- 6. Liquidar y pagar ON-LINE la deuda a través de los botones de pago: Link, PagoMisCuentas, Interbanking, Pluspagos (tarjeta de crédito / débito).
- 7. Generar planes de regularización de deudas (convenios de pago).
- 8. Consultas de pagos efectuados y consumos registrados.
- Descargas de las liquidaciones de servicios públicos, como así también, libre deuda
- 10. Reclamos por falta de servicio, por discrepancia de consumos y artefactos dañados.
- 11. Denuncias de irregularidades en la prestación del servicio eléctrico.

Se producirá una inversión de \$ 20.160.000.-



4. TRANSFORMACIÓN DIGITAL INTERNA

Consiste en Digitalizar los procesos de gestión administrativa, promover metodología de compra electrónica para todas las gestiones de compras, e implementar un sistema de gestión de documentación técnica.

Expediente digital:

Se propone la implementación del software que hoy utiliza la Provincia con la posibilidad de administrar nuestros procesos de manera independiente.

Compra electrónica:

Con independencia al expediente digital, la normativa vigente (Resolución 527/19) contempla este mecanismo de compra.

Debido a ello, se encuentra en plena etapa de desarrollo un sistema de contratación electrónica vía web.

Repositorio de Documentación Técnica:

Se propone implementar un sistema de Gestión Documental Técnica (GDT) a partir de un servidor de acceso remoto, equipado con un sistema de gestión documental para almacenamiento, repositorio y versionado de documentos técnicos (planos de proyectos, planos de instalaciones en servicio, Normas Técnicas, ETN, Memorias de cálculo, Procedimientos Técnicos y Comerciales, etc.).

En una Etapa Inicial se implementará la metodología de Compra Electrónicas para la gestión de Compras Menores Centralizadas y desarrollo del sistema de gestión documental.

La inversión total prevista para estos proyectos es de \$ 4.147.000.-

5. COMUNICACIÓN DIGITAL

Tiene como objetivo mejorar la comunicación interna y con los usuarios, intensificando el uso de los medios digitales más utilizados en la actualidad, como ser: las redes sociales (Twitter, Facebook, WhatsApp, etc.), el portal institucional y



el correo electrónico. Se utilizarán medios tradicionales con el fin de complementar la comunicación digital.

a) Oficina Virtual

Comunicar los beneficios y existencia de la Oficina Virtual en Facebook e Instagram de manera orgánica y pautada.

Esta comunicación será una apoyatura de la Oficina Virtual, mediante la cual se informará a los usuarios las nuevas funcionalidades y/o beneficios que surjan de las distintas actualizaciones.

Los nuevos formatos de diseños y publicaciones tenderán a unificar criterios de comunicación (formato y mensaje), de modo tal de generar más presencia y visibilidad de la empresa, y fundamentalmente, mayor accesibilidad a los usuarios. Estos nuevos formatos de diseños y publicaciones, estarán alineados a los estándares establecidos por la gestión:

- 1. Territorialidad (integrar y priorizar los territorios más allá de Santa Fe y Rosario, con la colaboración de agencias y sucursales).
- 2. Difundir mejoras y reformas que beneficien a pymes, productores regionales.
- 3. Dar cuenta del apoyo de la EPE la producción regional.

b) Sitio web

Se proyectan las siguientes acciones:

- Eliminación de secciones menos utilizadas.
- Comunicación de nuevos programas y actualización de existentes.
- Cambios en su imagen, estética y funcionalidades.

c) Revalorizar la comunicación interna

Se revitalizará la comunicación interna, de tal manera de hacerla más fluida y cercana con el fin de lograr mayor eficiencia en la prestación de los integrantes de la Empresa.

La inversión total prevista para estos proyectos es de \$ 21.200.000.-



- EPE SOCIAL

El desarrollo del programa EPE SOCIAL consiste en la ampliación y mejoras de la prestación del servicio en barrios populares de bajos recursos.

Tiene como premisa fundamental la inclusión social de ciudadanos con recursos económicos limitados, sumándolos como usuarios de un servicio seguro y de calidad.

Son sus objetivos:

- ✓ Realizar las inversiones necesarias en infraestructura nueva y mejoras en la existente, para brindar un servicio seguro y continuo en sectores vulnerables.
- ✓ Disminuir las pérdidas no técnicas de energía por hurto y fraude en al menos un punto porcentual, en el contexto de la obtención de una reducción gradual hasta alcanzar los mínimos técnicamente aceptables.

El Programa EPE Social cuenta con un presupuesto de \$ 260.000.000.-. El monto total a invertir se compone de \$ 200.000.000.- a financiar con recursos propios de la EPESF, y \$ 60.000.000.- a financiar con aportes del Tesoro Provincial.

Al momento, se ha dado inicio a los siguientes proyectos:

Descripción	Monto [\$]
Red de electrificación en B°Islas Malvinas - Funes	14.610.000
Remodelación y normalización de redes en B°Barranq uitas – Sta. Fe	14.408.600
Remodelación y normalización de redes en B°Nueva P ompeya – Etapa I	36.145.400
Remodelación y normalización de redes en B°Las Veg as – Santo Tomé	27.638.000
Compra de transformadores de distribución	4.760.900
Compra de conductor preensamblado para normalizaciones	22.812.800
Compra de kits de bajada para normalizaciones	40.708.100
Compra de cajas de policarbonato, interruptores termomagnéticos y cajas para medidor	28.626.800
TOTAL DE LA INVERSIÓN EN TRÁMITE	189.710.600
TOTAL INVERSIÓN PREVISTA	260.000.000



- PLAN DE GESTIÓN COMERCIAL

La Empresa Provincial de la Energía, en el marco de las restricciones de una política tarifaria adecuada a la capacidad de ingresos y pago de sus usuarios, ha desarrollado un Plan de Gestión Comercial para el año 2021 con el fin de sustentar sus ingresos a partir de acciones orientadas a recuperar las pérdidas por hurto o fraude de energía, normalizar los niveles de cobranza luego de la caída sufrida en 2020 por causa de las medidas por la Pandemia COVID-19 y conseguir una política tarifaria de equidad en el segmento de Grandes Usuarios, controlando el proceso de medición y facturación.

1. Pérdidas No Técnicas

En el marco del plan de reducción de pérdidas no técnicas previsto para el año 2021, se estiman recuperar, para las ciudades de Santa Fe y Rosario y su zona de influencia, la cantidad de 100 GWh anuales.

Considerando la energía a operar por la Empresa durante el mismo año, la reducción de pérdidas no técnicas prevista tiene como objetivo que el índice de pérdidas por hurto o fraude resulte inferior al 7,5 %.

Para ello, se trabajará sobre tres ejes conceptuales:

- Detección de suministros con anormalidades, a través de inspecciones directas sobre los mismos en territorio.
- Verificaciones de suministros aleatorios, mediante procesos de información, operativos, o por rubros (comercios, industrias, construcciones).
- Normalización de barrios vulnerables, con proyectos del "Plan Incluir" y con regularizaciones a llevar a cabo con mano de obra propia.

Pequeños usuarios:

A continuación se explicitan los datos de recupero cuantificados económicamente:

Intervención de 112.000 suministros en Rosario: recupero anualizado de \$ 510,7 Millones.

Intervención de 36.000 suministros en Santa Fe: recupero anualizado de \$ 142,6 Millones.



Intervenciones totales estimadas: 138.000 suministros, y un recupero anualizado de \$ 653,3 Millones.

Grandes Usuarios

- Se encuentra en etapa de licitación para la contratación de una Auditoría de Mediciones de Usuarios de Grandes Demandas. En principio, el alcance serían 120 suministros de Grandes Usuarios que se encuentran reprogramados y telemedidos.
- Implementación del sistema "Optimum" de telemedición: con su puesta en producción, se incorporan paulatinamente suministros para el relevamiento de las lecturas remotas de los equipos de medición. En la actualidad hay más de 200 usuarios reprogramados y vinculados remotamente.
- Se implementó un sistema para la carga de estados en forma manual a través de la plataforma digital, hasta tanto se implemente el 100% de la telemedición de los Grandes Usuarios. En este entorno web se estableció un sistema de validación único de los consumos y, recientemente, se incorporó una metodología de comunicación (MANTIS) para informar las incidencias, errores de lectura y posibles inconvenientes que se puedan encontrar en el sistema de medición, con su correspondiente trazabilidad.
- Se desarrollan cursos virtuales de capacitación a más de 60 agentes de todas las Sucursales Comerciales, en temas reglamentarios, de medición y facturación para unificar criterios y conocimiento de los temas relacionados con los Grandes Usuarios.
- Se lleva a cabo la revisión de todos los procesos y normativa vigente que involucra a los Grandes Usuarios, con el fin de implementar mejoras para incrementar la eficiencia y eficacia en las tareas. Actualmente se encuentran en proceso de diseño y aprobación más de 9 procedimientos comerciales que alcanzan desde la normalización de la categoría tarifaria (Nivel de Tensión y punto de suministro), hasta la metodología para la gestión de la deuda, gestión de ABM, proceso de facturación, alquiler de bienes de uso, carga de estados y validación de consumos, reintegro por contribución por obras, etc.



2. Gestión de cobranzas

Proceso de Reclamación:

Se trabaja en un proceso de reclamación con configuración acorde a las restricciones vigentes según decretos y normas generadas por el aislamiento social.

En esta inteligencia y conforme se está actuando en materia de reclamaciones a nivel país se procederá de la siguiente manera:

- Para los pequeños usuarios, se procede a reclamación convencional (aviso de deuda) con la combinación de llamadas telefónicas reclamantes con texto pregrabado.
- Para usuarios con acumulación de deuda sostenida, se procederá a la reclamación con sello" VERAZ".
- Para el caso de grandes usuarios, se cursará reclamo con carácter extrajudicial para continuar con la reclamación judicial en caso de no alcanzar acuerdo.
- En la medida que la situación de emergencia lo permita, cursadas las notificaciones y reclamaciones, se procederá a las suspensiones de suministro por falta de pago.

Procesos Gestión de deudas extrajudicial y judicial

- Gestión extrajudicial para el recupero de deudas de usuarios a llevar a cabo por la Empresa, a fin de lograr mayor eficiencia con menor costo.
- Adecuación de la contratación de ejecutores externos para la gestión judicial de deudas.
- Control centralizado para el seguimiento y control de las gestiones de deuda extrajudiciales y judiciales.
- Uniformidad de criterios para regularización y gestión de deudas judiciales (quitas, plazos, tasas, etc.).
- Informatización del sistema de gestión sobre la plataforma de Oficina Virtual para la gestión individual del ejecutor, con acceso a información, confección de convenios, liquidación de deudas, e informes de gestión con avances judiciales.



Planes de pago

En la actualidad, la Empresa cuenta con sistemas de planes de pagos para que el usuario con deuda tenga la posibilidad de su financiación.

Luego de los beneficios otorgados por las medidas de emergencia sanitaria, se encuentra en etapa de estudio la implementación de plan de pagos flexible, con la incorporación de eventual disminución de intereses de financiación ante la condición de pago en término de la facturación corriente y las cuotas del plan de pagos, produciendo el beneficio a aquellos usuarios cumplidores.

En el eje de trabajo de Gestión de Cobranzas se persigue el objetivo de mejorar la recaudación en cinco puntos porcentuales (5%) en 2021 respecto del total facturado, lo cual representa \$3.000 millones de recupero en los ingresos durante el año.



CAPÍTULO VII

PLAN DE OBRAS

El objetivo que persigue el Plan de Obras de Infraestructura de la Empresa Provincial de la Energía de Santa fe es acompañar el desarrollo socioeconómico de los ciudadanos de todo el territorio provincial, garantizando el abastecimiento de la demanda, sea ésta del tipo tendencial o extratendencial, dentro de estándares de calidad de servicio y producto técnico.

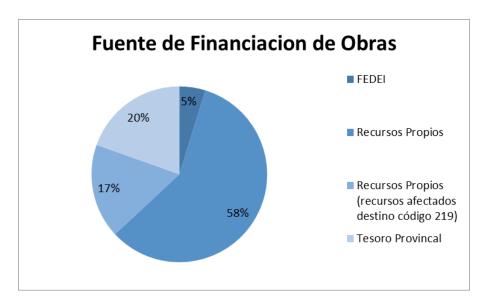
Para cumplir este objetivo, es necesario llevar adelante un proceso de planificación. Éste, consiste en un estudio recurrente de los sistemas de transmisión y distribución de energía eléctrica, a fin de determinar el conjunto de obras, técnica y económicamente viables, que permitan operar el sistema de manera segura, cumpliendo con los requerimientos de calidad de producto y servicio técnico y adaptadas económicamente a los recursos de la Empresa. Todo esto, naturalmente, sin dejar de considerar la temática social, económica y medioambiental asociada a cada proyecto.

El presupuesto total asignado a este plan de obras se detalla en la siguiente tabla:

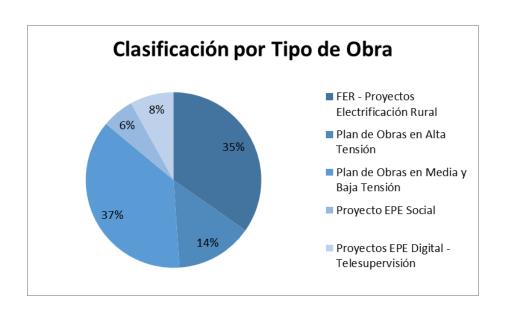
CLASIFICACIÓN	PRESUPUESTO [\$]
Plan de Obras en Alta Tensión	383.965.000
Plan de Obras en Media y Baja Tensión	1.005.605.000
FER – Proyectos de electrificación rural	940.032.000
Proyectos EPE Digital – Telesupervisión	218.000.000
Proyectos EPE Social	160.000.000
TOTAL	2.707.602.000

De acuerdo a la Fuente de Financiamiento, el 75% del Presupuesto de Trabajos Públicos son financiados con recursos propios resultantes del VAD de la Empresa Provincial de la Energía. Un 20% provienen del aporte del Tesoro Provincial (EPE Social y el 50% del total de Obras del FER), mientras que por fondos provenientes del FEDEI (Fondo Especial para el Desarrollo Eléctrico del Interior) Nacional, se financia un 5% del total del Presupuesto. En el gráfico siguiente se observa esta distribución:



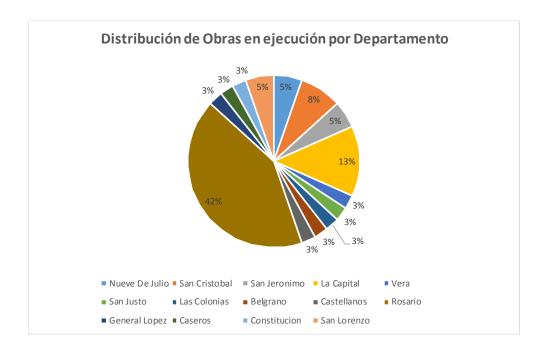


Según el tipo de obra, resulta que el 35% del Presupuesto corresponde a Obras de Electrificación Rural, Un 14% en Obras de Alta Tensión, un 37% Obras de Media y Baja Tensión, un 6% del Presupuesto se destina a Obras del Programa EPE Social, mientras que el 8% restante se destina a obras del Programa EPE Digital, correspondientes a a Telesupervisión de Redes de Distribución en Sucursales Territoriales de la Provincia



La distribución porcentual de las obras en ejecución por Departamento político resulta la siguiente:





PLAN DE OBRAS 2021

En virtud de todo lo antes mencionado resulta el Plan de Obras de Infraestructura que a continuación se detalla:

A. OBRAS EN ALTA TENSION EPESF

• Ampliación ET Tostado

1. Código de obra: ATN-2019-04

Ubicación: Tostado.
 Fecha estimada: 2021

4. Objeto: Obra destinada a atender el incremento de la demanda en la zona de influencia de la ET. Consiste en la ejecución de un segundo campo de transformación apto para transformador de 40 MVA.

Estado: Adjudicada – LP 6280
 Presupuesto: \$ 5.622.078,77.-

 ET Roldán 132/33/13,2 kV (inserta en la LAT Rosario Oeste – Cañada de Gómez).



1. Código de obra: ATS-2010-28

2. Ubicación: Roldán.

3. Fecha estimada: 2021

4. Objeto: Obra destinada a satisfacer demanda de la zona de influencia de la futura ET, actualmente atendida desde el nivel de 33 kV. Potencia inicial 30 MVA.

5. Estado: Ejecución

6. Presupuesto: \$ 475.607.650,00.-

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. Fecha estimada: 2021

4. 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.

5. Estado: Licitada – LP 814

6. Presupuesto: \$ 405.985.770,72.-

• Nueva malla de Puesta a Tierra en la ET Nelson

1. Código de obra: ATN-2010-07

2. Ubicación: Nelson

Fecha estimada: 2021

4. Objeto: Mejorar la operatividad de los sistemas de protección de la ET Nelson, aumentando la confiabilidad de los sistemas de transmisión, subtransmisión y distribución.

5. Estado: Licitada - LP 5198

6. Presupuesto: \$4.233.570,81.-

Nuevo CD ET Rosario Centro – Traslado de alimentadores y distribuidores

1. Código de obra: ATS 2010-33



2. Ubicación: Rosario

3. Fecha estimada: 2021

4. 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.

5. Estado: Licitada - CP 40454

6. Presupuesto: \$4.006.853,94.-

Actualización y mantenimiento del sistema de incendio del box de transformador 2 en la ET San Martín

1. Código de obra: ATS 2019-10

2. Ubicación: Rosario

3. Fecha estimada: 2021

4. Objeto: Seguridad Pública

5. Estado: Licitada - CP 40473

6. Presupuesto: \$ 1.268.093,00.-

ET 132/33/13,2 kV Catamarca (Inserta en el Cable Subterráneo Scalabrini Ortiz – Sarmiento).

1. Código de Obra: ATS-2010-25

2. Ubicación: Rosario.

3. Fecha estimada: 2021

4. Objeto: Abastecer el crecimiento tendencial de la demanda. Atender la incorporación de demanda extratendencial asociada principalmente a emprendimientos inmobiliarios comerciales. Potencia inicial 2x40 MVA.

5. Estado. Licitada – LP 813

6. Presupuesto: \$ 315.742.000,00.-



ATN-2010-07 Nueva Malla de PAT ET Nelson ATS-2010-13 Conversión a DT LAT ST 132 kV ET Rosario Oeste – ET Godoy ATS-2010-25 Nueva ET Catamarca y CAS 132 kV DT ATS-2010-33 Nuevo CD ET CEN y obras en MT ATS-2019-10 Actualización y mantenimiento Sistema incendio ET SMA

Distribución geográfica de las obras de AT

B. OBRAS EN MEDIA TENSIÓN EPESF

- Tendido de CS 3x1x185 mm2 Al 13,2 kV desde CD GOD hasta SETA N° 1043, Barrio Toba III y hasta SETA N°715, Producto ra Química.
- 1. Código de Obra: DS 229
- 2. Ubicación: Rosario
- 3. Fecha estimada: 2021
- 4. Objeto: Atender el crecimiento tendencial de la demanda. Disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones de servicio. Mejorar los perfiles de tensión.
- 5. Estado: Adjudicada
- 6. Presupuesto: \$ 6.967.615,32.-
- Nuevo Distribuidor 0128 Hospital Arroyito desde CD Alberdi



1. Código de Obra: DS 231-01

2. Ubicación: Rosario

3. Fecha estimada: 2021

4. 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.

5. Estado: Adjudicada

6. Presupuesto: \$3.920.305,78.-

Nuevo Distribuidor RINCÓN PUEBLO desde ET Rincón

1. Código de Obra: DN 044-03 y DN 044-04

2. Ubicación: Rincón

3. Fecha estimada: 2021

4. 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.

5. Estado: Licitada

Presupuesto: \$ 11.698.612,92.-

• Nuevo Distribuidor de 13,2 kV SAN AGUSTÍN desde ET Blas Parera

1. Código de Obra: DN 173

2. Ubicación: Santa Fe

3. Fecha estimada: 2021

4. 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.

5. Estado: Licitada

6. Presupuesto: \$25.152.637,49.-

Nueva configuración de distribuidores de 13,2 kV PIEDRABUENA, CHACO, MERCADO y NAMUNCURÁ

Código de Obra: DN 174-01/02/03/04



Ubicación: Santa Fe
 Fecha estimada: 2021

4. 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.

5. Estado: Licitada

• Ampliación ET San Guillermo - ETAPA II

Código de Obra: DN 04-02
 Ubicación: San Guillermo

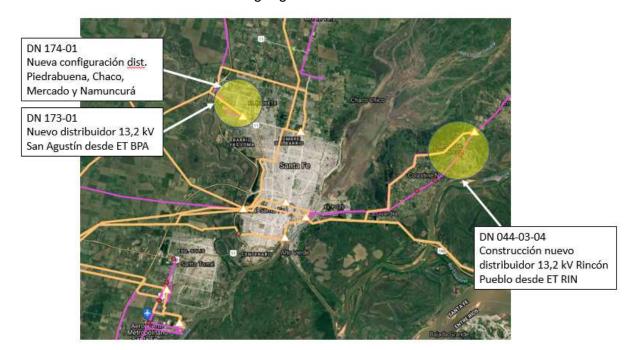
3. Fecha estimada: 2021

4. 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.

5. Estado: Proyecto

6. Presupuesto: \$ 93.907.223,12.-

Distribución geográfica de las obras de AT





C. CALIDAD DE SERVICIO

 Recambio de CS de MT por obsolescencia en el distribuidor 862 de CD Sarmiento

1. Código de Obra: CSE 2019-10

2. Ubicación: Rosario

3. Fecha estimada: 2021

4. 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.

5. Estado: Adjudicada – LP 796

6. Presupuesto: \$7.373.817,00.-

 Recambio de CS de MT por obsolescencia entre CD Sarmiento y SET 473 y entre SET 81 y SET 470

1. Código de Obra: CSE 2019-11

2. Ubicación: Rosario

Fecha estimada: 2021

4. 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.

5. Estado: Adjudicada - LP 796

6. Presupuesto: \$7.373.817,00.-

 Recambio de LABT convencional por preensamblado en la ciudad de Rosario

1. Código de Obra: CSE 2019-02

2. Ubicación: Rosario

3. Fecha estimada: 2021



4. 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.

5. Estado: Licitación - LP 816

6. Presupuesto: \$ 26.608.489,00.-

Adecuación al telecontrol de Puestos Aéreos de Transformación en la ciudad de Rosario

1. Código de Obra: CSE 2019-06

2. Ubicación: Rosario

3. Fecha estimada: 2021

4. Objeto: Disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones de servicio.

5. Estado: Licitación - LP 823

6. Presupuesto: \$ 45.374.635,00.-

Remodelación RBT con preensamblado en la localidad de Frontera – ETAPA I

1. Código de Obra: CSE 2019-08

2. Ubicación: Frontera

3. Fecha estimada: 2021

4. Objeto: Abastecer el crecimiento tendencial de la demanda. Disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones de servicio. Aumentar la seguridad pública de las instalaciones.

5. Estado: Licitada - LP 6290

6. Presupuesto: \$ 17.063.940,00.-

Reemplazo RBT convencional por preensamblado en la ciudad de Santo Tomé (ETAPA I)

1. Código de Obra: PRE-009-02

2. Ubicación: Santo Tomé

3. Fecha estimada: 2021



4. Objeto: Abastecer el crecimiento tendencial de la demanda. Disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones de servicio. Aumentar la seguridad pública de las instalaciones.

5. Estado: Licitada - LP 3512

6. Presupuesto: \$43.624.633,31.-

Reemplazo RBT convencional por preensamblado en la ciudad de Santa Fe (ETAPA II – Zona Oeste)

1. Código de Obra: PRE-009-03

2. Ubicación: Santo Fe

3. Fecha estimada: 2021

4. Objeto: Abastecer el crecimiento tendencial de la demanda. Disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones de servicio. Aumentar la seguridad pública de las instalaciones.

5. Estado: Licitada – LP 3517

6. Presupuesto: \$40.359.774,00.-

Nuevo distribuidor de 13,2 kV 1639 BARRIO LA PALMERA desde CD Godoy

1. Código de Obra: DS 219

2. Ubicación: Rosario

3. Fecha estimada: 2021

4. 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.

5. Estado: Licitación - LP 7060001030

6. Presupuesto: \$ 16.920.085,00.-

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. Fecha estimada: 2021

4. 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.

Estado: Licitación – LP 7060001030

6. Presupuesto: \$ 16.920.085,00.-

• Cierre de anillo entre SET 1264 y 1183 de la ciudad de Rosario

1. Código de Obra: CSE 2020-06

2. Ubicación: Rosario

3. Fecha estimada: 2021

4. Objeto: Asegurar el abastecimiento de la demanda en condiciones de contingencia. Disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones de servicio.

5. Estado: Licitación - LP 7060001030

6. Presupuesto: \$ 16.920.305,78.-

• Nuevo distribuidor 948 de CD Saladillo

1. Código de Obra: DS 234

2. Ubicación: Rosario

3. Fecha estimada: 2021

4. 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.

5. Estado: Licitación - LP 7060001030

6. Presupuesto: \$ 16.920.305,78.-



D. EPE SOCIAL

Barrio Islas Malvinas - Funes

1. Código de Obra: SOC 2020-01

2. Ubicación: Funes

3. Fecha estimada: 2021

4. 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.

5. Estado: Adjudicación – LP 821

6. Presupuesto: \$ 14.610.134,00.-

• Barrio Pro Mejoras Barranquitas - Santa Fe

1. Código de Obra: SOC 2020-03

Ubicación: Santa Fe
 Fecha estimada: 2021

4. 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.

5. Estado: Adjudicación – LP 3499

6. Presupuesto: \$ 14.408.622,00.-

Barrio Las Vegas – Santo Tomé

1. Código de Obra: SOC 2020-04

Ubicación: Santo Tomé
 Fecha estimada: 2021

4. 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.

5. Estado: Adjudicación – LP 3511

6. Presupuesto: \$ 27.638.006,00.-

• Barrio Nueva Pompeya - Etapa I

1. Código de Obra: SOC 2020-05

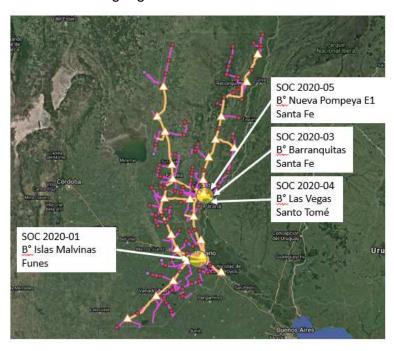


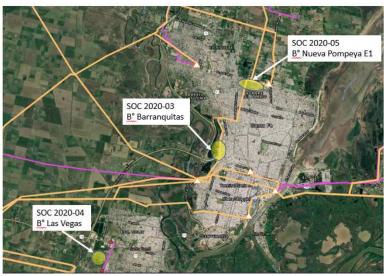
Ubicación: Santa Fe
 Fecha estimada: 2021

4. 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.

5. Estado: Adjudicación – LP 35166. Presupuesto: \$ 36.145.403,00.-

Distribución geográfica de las obras de EPE Social









E. FONDO ELECTRIFICACIÓN RURAL – LEY 13.414

• Remodelación RBT en distritos Eustolia y Garibaldi

1. Código de Obra: FER 093

2. Ubicación: Eustolia y Garibaldi

3. Fecha estimada: 2021

4. Objeto: Disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones de servicio.

Mejorar los perfiles de tensión.

5. Estado: Licitada – LP 6284

6. Presupuesto: \$7.011.666,00.-

• Remodelación RBT en distrito Llambi Campbell

1. Código de Obra: FER 098

2. Ubicación: Llambi Campbell

3. Fecha estimada: 2021



4. Objeto: Disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones de servicio.

Mejorar los

perfiles de tensión.

Estado: Adjudicada – LP 3501
 Presupuesto: \$ 9.532.417,00.-

Remodelación RBT en distrito Pilar

1. Código de Obra: FER 099

2. Ubicación: Pilar

3. Fecha estimada: 2021

4. Objeto: Disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones de servicio.

Mejorar los perfiles de tensión.

5. Estado: Licitada - LP 3509

6. Presupuesto: \$ 14.675.992,00.-

Construcción y remodelación de LAMT 7,62 kV en distrito Fortín Olmos

1. Código de Obra: FER 100

2. Ubicación: Fortín Olmos

3. Fecha estimada: 2021

4. Objeto: Disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones de servicio.

Mejorar los perfiles de tensión.

5. Estado: Licitada - LP 3510

6. Presupuesto: \$ 17.838.258,00.-

• Construcción y remodelación de LAMT distrito Ing. Chanourdie

1. Código de Obra: FER 004

2. Ubicación: Ing. Chanourdie

3. Fecha estimada: 2021

4. Objeto: Disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones de servicio.

Mejorar los perfiles de tensión.

5. Estado: Licitada - LP 3513

6. Presupuesto: \$11.553.303,00.-



• Remodelación red rural de media y baja tensión en distrito Villa Ana

1. Código de Obra: FER 101

2. Ubicación: Villa Ana

3. Fecha estimada: 2021

4. Objeto: Disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones de servicio.

Mejorar los perfiles de tensión.

5. Estado: Licitada - LP 3514

6. Presupuesto: \$41.265.449,00.-

Remodelación LAMT 13,2 kV Rural 3 en distrito Santa Clara de Buena Vista

1. Código de Obra: FER 102

2. Ubicación: Santa Clara de Buena Vista

3. Fecha estimada: 2021

4. Objeto: Disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones de servicio.

Mejorar los perfiles de tensión.

5. Estado: Licitada - LP 6291

6. Presupuesto: \$50.024.664,00.-

• Remodelación red rural en distrito San Carlos - Zona Norte

1. Código de Obra: FER 103

2. Ubicación: San Carlos Norte

3. Fecha estimada: 2021

4. Objeto: Disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones de servicio.

Mejorar los perfiles de tensión.

5. Estado: Licitada - LP 3515

6. Presupuesto: \$ 44.326.560,00.-

Remodelación y cambio de conductor en LAMT 13,2 kV Emilia Cayastacito

1. Código de Obra: FER 104



2. Ubicación: Emilia - Cayastacito

3. Fecha estimada: 2021

4. Objeto: Disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones de servicio.

Mejorar los perfiles de tensión.

5. Estado: Licitada - LP 3521

6. Presupuesto: \$25.008.090,00.-

Construcción LAMT 7,62 kV en distrito San Vicente

1. Código de Obra: FER 105

2. Ubicación: San Vicente

3. Fecha estimada: 2021

4. Objeto: Disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones de servicio.

Mejorar los perfiles de tensión.

5. Estado: Licitada - LP 5201

6. Presupuesto: \$ 2.932.968,00.-

• Remodelación LAMT 13,2 y 7,62 kV en distrito Garibaldi

1. Código de Obra: FER 106

2. Ubicación: Garibaldi

3. Fecha estimada: 2021

4. Objeto: Disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones de servicio.

Mejorar los perfiles de tensión.

5. Estado: Licitada – LP 3530

6. Presupuesto: \$ 22.998.793,00.-

Remodelación LMT en zona rural de distrito Bella Italia

1. Código de Obra: FER 107

2. Ubicación: Bella Italia

Fecha estimada: 2021

4. Objeto: Disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones de servicio.

Mejorar los perfiles de tensión.

5. Estado: Licitada - LP 6294



Presupuesto: \$ 22.112.687,00.-

Remodelación de LAMT 7,62 y 13,2 kV en distrito Castelar

1. Código de Obra: FER 108

Ubicación: Castelar
 Fecha estimada: 2021

4. Objeto: Disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones de servicio.

Mejorar los perfiles de tensión.

5. Estado: Licitada - LP 6295

6. Presupuesto: \$ 14.093.985,00.-

Remodelación LAMT en distrito Emilia

1. Código de Obra: FER 109

2. Ubicación: Emilia

3. Fecha estimada: 2021

4. Objeto: Disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones de servicio.

Mejorar los perfiles de tensión.

5. Estado: Licitada - LP 3531

6. Presupuesto: \$ 19.184.915,00.-

Remodelación LAMT de 13,2 kV en distrito Sarmiento

1. Código de Obra: FER 110

2. Ubicación: Sarmiento

3. Fecha estimada: 2021

4. Objeto: Disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones de servicio.

Mejorar los perfiles de tensión.

5. Estado: Licitada - LP 3532

6. Presupuesto: \$43.494.319,00.-

• Remodelación LAMT de 7,62 y 13,2 kV en distritos Progreso e Hipatia

1. Código de Obra: FER 111

2. Ubicación: Progreso e Hipatia



3. Fecha estimada: 2021

4. Objeto: Disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones de servicio.

Mejorar los perfiles de tensión.

5. Estado: Licitada – LP 3533

6. Presupuesto: \$41.355.593,00.-

Remodelación LAMT en distrito Monte Oscuridad

1. Código de Obra: FER 112

2. Ubicación: Progreso e Hipatia

3. Fecha estimada: 2021

4. Objeto: Disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones de servicio.

Mejorar los perfiles de tensión.

5. Estado: Licitada - LP 3534

6. Presupuesto: \$48.405.101,00.-

Remodelación LAMT 7,62 kV en el distrito Colonia Margarita

1. Código de Obra: FER 113

2. Ubicación: Colonia Margarita

3. Fecha estimada: 2021

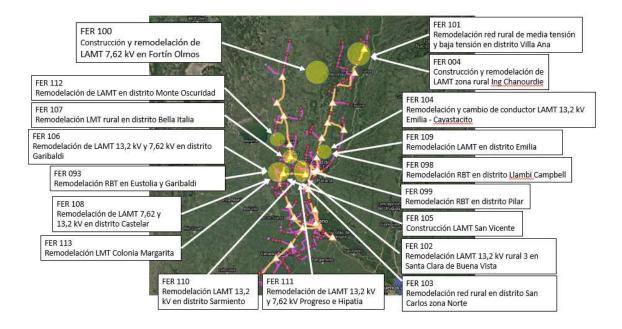
4. Objeto: Disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones de servicio.

Mejorar los perfiles de tensión.

5. Estado: Licitación - LP 7060001017

6. Presupuesto: \$21.168.646,52.-





F. TELEOPERACIÓN - EPE DIGITAL

El objetivo de las obras enunciadas a continuación es lograr mejorar la calidad de servicio brindada a los clientes de las sucursales territoriales a través de la telesupervisión de las Estaciones de Rebaje (ER) y Centros de Distribución Remotos (CD). La renovación tecnológica de estas instalaciones permitirá disminuir la duración de las interrupciones de servicio a los clientes afectados. En el marco de este proyecto está previsto para el año 2021 ejecutar el siguiente conjunto de obras:

1. Rafaela

Presupuesto: \$ 38.540.378,00.-

- Telecontrol CD Salva
- •Telecontrol ER Bella Italia
- Telecontrol ER Parque Industrial Rafaela

2. Rafaela

Presupuesto: \$ 24.431.610,00.-

- Telecontrol ER María Juana
- Telecontrol ER Frontera



3. San Lorenzo

Presupuesto: \$71.742.183,00.-

- •Telecontrol ER Pérez
- Telecontrol ER Tototas

En proceso de elaboración de proyecto, presupuesto y pliego

- Telecontrol ER Carcarañá
- •Telecontrol CD Vicentín
- •Telecontrol ER San Vicente
- •Telecontrol ER San Martín de las Escobas
- •Telecontrol ER PAER
- Telecontrol ER Humberto Primo
- Telecontrol CD Roque Saenz Peña
- •Telecontrol ER Moises Ville
- Telecontrol CD Parque Fotovoltaico SLO
- Telecontrol ER Llambi Campbell
- Telecontrol ER Alejandra
- Telecontrol SET Llambi Campbell
- Telecontrol SET Llambi San Jerónimo Norte
- •Telecontrol SET Llambi Maciel

OBRAS EN EJECUCIÓN

Se encuentran adicionalmente a la fecha, **en ejecución**, un total de veintiseis Obras que totalizan un monto de inversión de \$884.935.794,13 cuyo detalle y porcentaje de avance se indica a continuación:



Gestión	Referencia - Nombre de la Obra	Localid ad	Dpto. Político	Monto de obra con adicionales y reajustes por redeterminación sin IVA a Febrero 2021	Estado	% acum
CP 4711	Edificio para Nueva Sucursal Territorial Noroeste (Primera Etapa)	Ceres	San Cristobal	16.850.478,12	En ejecución	88
LP 3128	E-370: "LMT 33 kV. y SET 33/13,2 kV. Parque Industrial Santo Tomé"	Santo Tome	La Capital	21.660.372,55	En ejecución	88
LP 3291	Contratación de Mano de Obra para la Ejecución de Obras Menores de Distribución Primaria y Secundaria en Sucursal Centro	Recreo	La Capital	11.522.775,82	En ejecución	81
LP 3298	Obras de Electrificación Rural en Distrito La Gallareta – Dpto. Vera – Ley 13.414 – FER	La Gallaret a	Vera	30.371.182,23	En ejecución	77
LP 3320	Remodelación de LMT en Marcelino Escalada y Cacique Ariacaiquin - Dpto San Justo - Ley FER 13414	Marcelin o Escalad a	San Justo	21.139.840,56	En ejecución	60
LP 3463	Tendido de Cable Subterráneos en Media y Baja Tensión para Usuarios Puntuales – Etapa V – Área Distribución Santa Fe	Santa Fe	La Capital	8.630.690,12	En ejecución	18
LP 3467	Instalación de Conductores Subterráneos de M y BT para suministros puntuales en Area Distribución Santa Fe - Etapa IV	Santa Fe	La Capital	9.192.555,01	En ejecución	25
LP 3468	Instalación de Conductores Preensamblados de Baja Tensión para Suministros Puntuales en Área Distribución Santa Fe – Etapa V	Santa Fe	La Capital	8.924.414,25	En ejecución	84
LP 6224	Obra E-387: "LMT 33 Kv Las Rosas - Bouquet" - FER	Bouquet	Belgrano	68.294.719,79	En ejecución	100
LP 6244	LAMT de 33 kV. de María Juana a San Vicente, Campo de Salida de 33 kV. en E.T. 132 kV. María Juana, Campo de Entrada en SETN 33/13 kV. San Vicente	San Vicente	Castellanos	91.028.317,05	En ejecución	97
LP 6250	Nueva L.M.T. 33 kV Ceres – Hersilia, y nuevo Campo de Salida 33 kV en la ET Ceres	Hersilia	San Cristobal	69.243.689,52	En ejecución	94
LP 6255	Consturcción de L.M.T. 33 kV Arrufó - Curupayti - FER Ley 13414	Curupait y	San Cristobal	69.303.461,50	En ejecución	20



LP 6280	Obra Civil Segundo Campo de Transformación ET Tostado	Tostado	Nueve De Julio	6.518.280,00	En ejecución	3
CP 3900	Tendido de Cable Subterráneo 132 KV en reemplazo de tramo LAT ROE-ET P.Unidas en Barrio Aldea-ciudad de Rosario	Rosario	Rosario	46.447.508,27	En ejecución	81
CP 3993	Instalación de Cable Preensamblado para Reformas de B.T. y usuarios puntuales en la ciudad de Rosario - Etapa IX	Rosario	Rosario	3.305.785,10	En ejecución	29
LP 583	Obra Civil y Montaje Electromecánico del Centro Reducido de Distribución 13,2 kV. "Arroyo"	Rosario	Rosario	3.296.666,58	En ejecución	86
LP 587	Construcción de L.A.M.T. Firmat-Los Quirquinchos- Berabevú-DS N°109-01/02	Firmat	General Lopez	40.724.384,94	En ejecución	66
LP 597	Construcción, Provisión y Montaje de Nueva Estación Transformadora 132/13,2 kV. Mendoza en la ciudad de Rosario	Rosario	Rosario	71.264.684,53	En ejecución	88
LP 600	Construcción de L.A.M.T. 33 kV E.T. Chabás – Arequito – DS № 025-01	Arequito	Caseros	33.961.486,46	En ejecución	99
LP 610	Vinculación de L.A.M.T. Stephenson – E.T. Villa Constitución Residencial – DS N°026-01	Rueda	Constitucion	32.535.604,10	En ejecución	34
LP 627	Nueva Malla de puesta a tierra en ET "ROSARIO SUR"	Rosario	Rosario	5.258.849,65	En ejecución	86
LP 651	Construcción LAT 2 X 132 KV ET Río Coronda - ET San Lorenzo - ET Pto. San Martín. Obra ATS 2014-09	San Lorenzo - Puerto San Martín	San Lorenzo	178.147.942,49	En ejecución	85
LP 664	Reforma de MT CD P. Unidas - CD S. Ortiz - CD E. Graneros Plan de Obras 2017 - DS47-07/08	Rosario	Rosario	12.657.335,07	En ejecución	79
LP 774	Instalación de Cables Subterráneos de Media y Baja Tensión con Colocación de Gabinetes de 4 vías para Usuarios Puntuales en la ciudad de Rosario – Etapa XXV	Rosario	Rosario	10.009.563,78	En ejecución	32
LP 783	Instalación de Cables Subterráneos de Media y Baja Tensión con colocación de gabinetes de 4 vías - Ciudad de Rosario - Etapa XXVI	Rosario	Rosario	10.045.118,90	En ejecución	83
LP 792	Nuevo Distribuidor 128 CD Alberdi - Hospital Arroyito	Rosario	Rosario	4.600.087,74	En ejecución	10



CAPÍTULO VIII

SISTEMAS INFORMÁTICOS Y ACTUALIZACIÓN DEL SISTEMA DE GESTIÓN COMERCIAL

Las inversiones asociadas a proyectos tecnológicos previstas para el año 2021 se muestra en los cuadros siguientes:

SISTEMAS DE INFORMÁTICA:

Descripción del Proyecto	Importe [\$]
Sistemas de Gestión Empresaria	52.400.000
Implementación Frente Comercial	32.400.000
Licencias Base de Datos ORACLE (10 Usuarios)	1.402.390
Licencias Windows Server (8)	1.153.130
Sistema de Telemedición (incorporación de 2700 medidores p/ año)	14.157.000
Licencias Vmware (p/10 Servidores 2P + 1 VCenter)	2.562.780
Licencias Sistema Backups	7.260.000
TOTAL	78.935.300

EQUIPAMIENTO INFORMÁTICO:

Descripción del Proyecto	Importe [\$]	
Adquisición Servidores varios s/Licencias Software (3)	3.978.000	
Renovación y ampliación del parque de Pcs s/monitor (100)	4.972.500	
Monitores LCD (100)	1.215.500	
Adquisición de PCs para Centros de Carga GIS (4)	331.500	
Adquisición de Notebooks (25)	3.315.000	
Renovación y ampliación del parque de Impresoras (250)	10.129.130	
Adquisición de Impresoras Multifunción A3 (4)	132.600	
Sistema de Backup en discos (Respaldo Storage)	8.287.500	
Adquisición Equipamiento Firewall	5.525.000	
Ampliación Red Inalámbrica corporativa (4)	258.570	
TOTAL	38.145.300	



SISTEMAS DE COMUNICACIÓN:

Descripción del Proyecto	Importe [\$]
Centrales telefónicas OXO (V.Tuerto-Bermúdez-Ceres-VillaConst-ElTrébol-Tostado) + Gateway	5.981.642
Radioenlaces de microondas (Reemplazo MO actuales)	7.045.666
Aire acondicionado p/shelter de comunicaciones (6 unidades sin instalación)	2.108.740
Routers y equipamiento p/redes	17.946.720
Enlaces red comercial	2.557.408
Radios Digitales de dos vías (Repuestos)	4.486.680
RTUs (6 grandes p/Distribución)	7.290.855
RTUs para CD y ER (10 RTUs Schneider Saitel)	6.673.937
Modems GPRS (20 modems)	897.336
UPSs y Cargadores (20 UPS/Inversores + 20 Cargadores)	6.256.070
TOTAL	61.245.054

SERVICIO DE COMPUTACIÓN:

Descripción del Proyecto	Importe [\$]
Mantenimiento de Sistemas Telesupervisión (SCADAs).	13.358.400
Soporte y Mantenimiento SAP Frentes Recursos Humanos y Administración.	34.848.000
Soporte y Mantenimiento SAP Frente Comercial	17.424.000
Mantenimiento de servidores, Unidad robótica ubicados en ambos Centros de Cómputos	19.057.500
Servicio Implementación módulos SITE-GIS (Renovación Interfaz SCADA)	6.050.000
Servicio Mantenimiento y Soporte correctivo GIS	15.730.000
Mantenimiento Equipos de Aire Acondicionado.	2.180.178
Mantenimiento de UPSs Centro de Cómputos Santa Fe y Rosario	1.741.230
Servicio de Impresión Alto volumen (Mantenimiento y Provisión de Insumos)	5.386.920
Plataforma de Desarrollo Software	4.356.000
Mantenimiento de Captores de Datos	1.536.700
Servicio Mantenimiento Antivirus	314.600
Servicio Mantenimiento Lotus Notes	726.000
Otra Consultoría - Asistencia Técnica	605.000
Servicios de Internet	605.000
TOTAL	123.919.528



SERVICIOS DE COMUNICACIONES Y TELEFONÍA:

Descripción del Proyecto	Importe [\$]	
Servicio Telefonía fija	7.574.186	
Servicio Telefonía celular	14.855.803	
Servicio de comunicaciones de datos (Enlaces MPLS ROS, SFE, RAF, CAS, REC, VTU y CER con up-grade SFE/ROS)	3.600.450	
ENACOM-Tasa por uso del espectro (define ENACOM)	1.449.168	
Recepción de reclamos por SMS (60.000 SMS/mes)	1.142.754	
TOTAL	28.622.361	

MANTENIMIENTO LICENCIAS INFORMÁTICAS

Descripción del Proyecto	Importe [\$]
Mantenimiento licencias SAP	28.677.000
Renovación mantenimiento licencias Autodesk / Map Guide	9.684.961
Renovación mantenimiento productos ORACLE	3.970.698
Mantenimiento licencias Vmware (por tres años)	3.530.175
Mantenimiento Licencias Linux Red (4 licencias 2P por tres años)	1.886.148
Mantenimiento Licencias Sistema Backups	10.860.960
Mantenimiento Licencias Fortinet	1.462.890
Renovación Licencias Lotus Notes	5.822.520
TOTAL	65.895.352

ACTUALIZACIÓN SISTEMA DE GESTIÓN COMERCIAL

Con el surgimiento de las tecnologías de la información y de la comunicación, llamadas habitualmente TIC, y los beneficios que su adopción en las organizaciones traía aparejado, se inició hace años en EPE un proceso de informatización con el desarrollo a través de recursos propios de aplicaciones que fueron conformando sistemas informáticos para la gestión comercial, de los recursos humanos y la administración.

Estos sistemas si bien permitieron oportunamente gestionar la Empresa, fueron concebidos con una filosofía y sobre una plataforma que fue ampliamente



superada. Ella, además, imponía restricciones a integración de la información, dificultaba el acceso a los datos, y limita considerablemente la realización de cambios y desarrollo de nuevas funcionalidades, incrementándose drásticamente la posibilidad de errores.

A partir de esta situación y existiendo en el mercado sistemas modernos que permitían la integración y automatización de los procesos de las organizaciones, manteniendo una interfaz común para todas las funciones y un único repositorio de datos compartido por todos los módulos, se decidió actualizar los sistemas de gestión de la empresa implementando alguna de las soluciones disponibles.

Se dio origen de esta forma al Proyecto de Implementación del Sistema Integrado de Gestión Empresaria, siendo sus principales objetivos los siguientes:

- Lograr administración eficiente de la información gerencial y sus operaciones.
 Acceso a información confiable, precisa y oportuna; posibilidad de compartir información, integridad de los datos y mejorar el proceso de toma de decisiones.
- Mejorar el servicio al cliente.
- Optimizar los procesos, reduciendo el tiempo y costo las operaciones y mejorar la productividad.
- Incorporar nuevas tecnologías no solo en las aplicaciones empresariales sino también en la plataforma tecnológica sobre la cual se efectuarán nuevos desarrollos.
- Transformar la Empresa Provincial de Energía en un modelo de empresa estatal de servicios, a partir de prácticas que superen al sector privado.

A partir de tal decisión, se realizó una Licitación Pública para la adquisición del software de gestión, incluyendo la consultoría requerida para su implementación, seleccionándose el producto desarrollado por la firma SAP.

El proyecto quedó constituido por los Frentes Administración, Recursos Humanos y Comercial, encontrándose a la fecha los dos primeros frentes finalizados y en producción y el restante en proceso de implementación.

Para atender los requerimientos del Frente Comercial se implementará una solución específica desarrollada por SAP para las empresas prestadoras de servicios denominada "IS-U" (Industry-Specific Solution for the Utilities), mundialmente adoptada en empresas del mercado eléctrico, gas, petróleo y agua.



La solución consta de los siguientes módulos:

- Datos maestros (Master Data)
- Gestión de Trabajos (Work Management WM)
- Gestión de dispositivos (Device Management DM)
- Facturación (Billing & Invoicing BI&IN)
- Gestión de datos de energía (Energy Data Management EDM)
- Cuentas de Contrato (Contract Accounts Receivables and Payables FI-CA)
- Atención al Cliente (Customer Relationship Management CRM)
- Inteligencia de Negocio (Business Intelligence BI)

Se ha planificado para este proyecto una puesta en producción en etapas, inicialmente los Grandes Clientes y luego los Pequeños Clientes, previéndose concretar la primera de ellas a fines del corriente año y la segunda a mediados del próximo.



CAPÍTULO IX

OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Mediante el conjunto de actividades de operación y mantenimiento que se realiza sobre las instalaciones de la Empresa, se persigue el objetivo de asegurar la continuidad y la calidad del servicio que se brinda a los usuarios del servicio eléctrico.

Mediante la operación, se configura la red para adaptarla a las necesidades de cada circunstancia. Mediante el mantenimiento, se intenta conservar en su condición inicial a todos los elementos integrantes de dichas instalaciones, y mediante la incorporación de tecnología en el caso que se produzca una falla, 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: 2.258 km

Total Líneas de MT: 31.629 km (Urbana: 10.052 / Rural: 21.577)

Total Líneas de baja Tensión: 22.408 km

Estaciones transformadoras de AT/MT: 73 (106 Transformadores)

Sub estaciones transformadoras MT/MT: 226

Sub estaciones transformadoras MT/BT 24.702

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 al tiempo entre revisiones o a algún otro parámetro cuantificable) y correctivas cuando efectivamente se ha producido una falla. Además, hay actividades que están relacionadas con aumentos en la potencia requerida que nos obligan 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
- 6 impedancias de centro de estrella para 33 kV
- 9 impedancias de centro de estrella para 13,2 kV
- 15 Interruptores 132 kV SF6 exteriores
- 62 Interruptores MT kV SF6 ext/int.
- 530 transformadores MT/BT
- 25 reconectadores
- 15 reguladores de tensión
- 55 celdas de MT
- 250.000 m de conductor preensamblado.
- 5.000 m de cable subterráneo de MT

Contratación de trabajos de mantenimiento:

- Trabajos de emergencia por actos de vandalismo línea y cable de AT en la ciudad de Santa Fe acontecidos diciembre 2020 y que requirieron contrataciones por un monto global de \$17.000.000.-
- Reguladores Bajo Carga (10 equipos en curso y 10 en trámite)
- Transformadores de Potencia a reparar (2)
- Contratación servicio de corte y extracción cañaverales en electroducto LAT Rosario y zonas aledañas 24.000 m2
- Normalización de estructuras de LAT en tramos cercanos a santa fe (2)
- Recambio de postes de madera o equivalente (5375)
- Zanjeo y reparación de veredas (900 m3)
- Poda para despeje de líneas o equivalente (170.000 ejemplares)
 La suma de todas las actividades previstas se puede valorizar según las siguientes tablas:

Se detallan un conjunto de servicios y su valorización, necesarios para mantenimiento:



Descripción	Zona Sur [\$]	Zona Centro Norte [\$]	Zona Oeste [\$]	Importe Total [\$]
Recambio de postes, columnas y verticalización	13.343.239	11.793.356	5.193.405	30.330.000
Reparación de equipos (reguladores, transformadores, equipos medición y generación)	75.594.000	63.288.000	36.918.000	175.800.000
Normalización y mantenimiento de estructuras de A.T.	21.000.000	21.080.000	12.000.000	54.080.000
Mantenimiento y reparación de líneas y redes	156.025.629	162.039.610	57.434.761	375.500.000
Servicio de poda y desmonte	92.642.720	107.754.533	92.302.747	292.700.000
Traslado de equipos y transformadores	29.830.000	18.000.000	4.600.000	52.430.000
Mantenimiento y reparación de ET y CD	19.221.000	16.092.000	9.387.000	44.700.000
Otros	5.706.000	4.438.000	2.536.000	12.680.000
Para imprevistos	20.295.000	15.785.000	9.020.000	45.100.000
TOTAL				1.083.320.000

Detalle de equipos a adquirir para las tareas de operación y mantenimiento:

Descripción	Zona Sur [\$]	Zona Centro Norte [\$]	Zona Oeste [\$]	Importe Total [\$]
Equipos de detección y medición	62.844.000	47.134.000	31.422.000	141.400.000
Transformadores y reactores	155.824.000	110.375.000	58.434.000	324.633.000
Herramientas y equipos de trabajo (compresor, motosierra, tronzadora, soldadora)	1.000.000	820.000	350.000	2.170.000
Equipos de seguridad (aparejos, pértigas, conjunto de puesta a tierra, etc.)	8.100.000	7.390.000	2.000.000	17.490.000
Equipos para ET y CD	48.830.000	40.840.000	23.830.000	113.500.000



Movilidades (equipos pesados y livianos)	90.200.000	80.500.000	19.020.000	189.720.000
Varios	1.800.000	1.400.000	400.000	3.600.000
TOTAL	792.513.000			

Detalle de materiales a emplear en operación y mantenimiento:

Descripción	Zona Sur [\$]	Zona Centro Norte [\$]	Zona Oeste [\$]	Importe Total [\$]
Materiales para mantenimiento de transformadores	10.138.000	9.042.000	8.220.000	27.400.000
Materiales para mantenimiento de líneas y redes	387.550.000	160.186.000	178.490.000	726.226.000
Materiales y repuestos para equipos de generación	2.500.000	2.500.000	1.000.000	6.000.000
Materiales y repuestos para ET y CD	72.369.000	60.588.000	35.343.000	168.300.000
Materiales y repuestos para medidores y equipos de medición	6.650.000	4.950.000	3.400.000	15.000.000
Materiales varios y repuestos (electroventiladores, baterías, repuestos compresores, llaves termomagnéticas, puentes fijos, pulsadores, herramientas)	13.631.000	11.412.000	6.657.000	31.700.000
Materiales y repuestos para medios de transporte	10.000.000	7.400.000	3.200.000	20.600.000
Elementos de seguridad (indumentaria de protección y elementos de seguridad)	38.000.000	25.000000	8.400.000	71.400.000
Combustibles y lubricantes (movilidades y equipos de generación)	88.400.000	80.300.000	18.900.000	187.600.000
TOTAL				1.254.226.000



CAPÍTULO X

EVOLUCIÓN DE LA CALIDAD DE SERVICIO PRESTADO.

En el cuadro siguiente se observan los indicadores de calidad a nivel EPE (o Globales) del último Informe Semestral disponible (el correspondiente al 2do semestre 2020), para interrupciones internas mayor a 3´.

Índices SEMESTRALES	2º S 2020	2ºS 2019	Dif. 2°S 2020 respecto 2°S 2019	Valor Ref.	Dif. 1ºS 2020 respecto Valor Ref.	Prom. 2017- 2019	Dif. 2°S 2020 respecto Prom. 2017- 2019
	[A]	[B]	{[(A- B)B]*100}	[C]	{[(A- C)/C]*100}	[D]	{[(A- D)/E]*100}
SAIFI ¹ : > 3 min, por causas internas	5,53	6,13	-9,79%	6,00	-7,83%	7,34	- 24,66%
SAIDI ² : > 3 min, por causas internas	7,99	7,54	5,97%	12,00	-33,42%	9,91	-19,37%

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

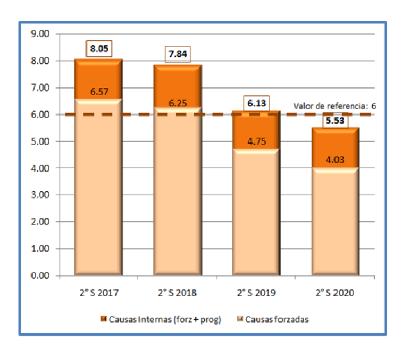
Del mismo se puede concluir lo siguiente:

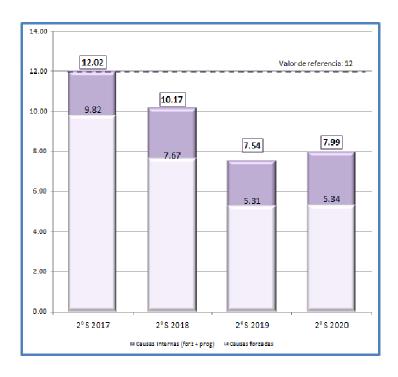
- Durante el 2do semestre 2020, respecto el 2do semestre 2019, el SAIFI ha mejorado notablemente; mientras el SAIDI arrojo un valor levemente superior.
- Respecto al valor de referencia adoptado, ambos índices se encuentran por debajo del mismo y no implican penalizaciones.
- En relación con el promedio de los últimos 3 años, se observa una mejora en la Calidad de Servicio por disminución de ambos valores.

Se muestra a continuación el gráfico de evolución de SAIFI y SAIDI de los 2dos semestres de los años 2017 a 2020, respectivamente:

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







En cuanto a los índices anuales de calidad de servicio, se registró una disminución de los índices con respecto al año anterior y, además, se encuentran por debajo de los valores de referencia utilizados por el ENRE en su jurisdicción.



Se muestran en el cuadro que sigue:

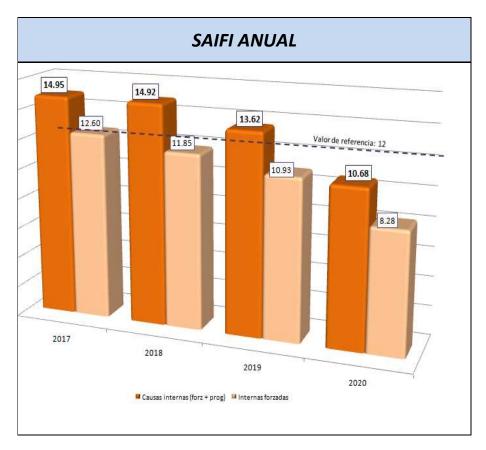
Índices ANUALES	Año 2020	Año 2019	Dif. 2020 respecto 2019	Valor Ref:	Dif. 2020 respecto Valor Ref.	Prom. 2017- 2019	Dif. 2020 respecto Prom. 2017-2019
	[A]	[B]	{[(A- B)/B]*100}	[C]	{[(A- C)/C]*100}	[D]	{[(A- D)/D]*100}
SAIFI: > 3 min, por causas internas	10.68	13.62	-21.59%	12,00	-11%	14.50	-26.34
SAIDI: > 3 min, por causas internas	13.92	19.09	-27.08%	24,00	-42%	19.75	-29.52

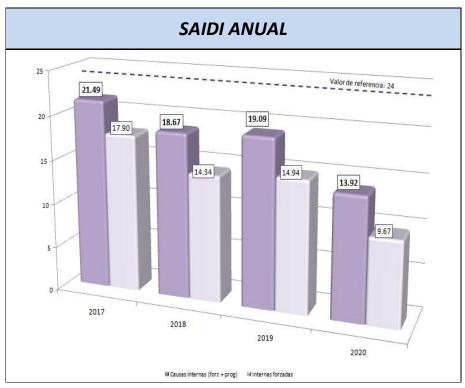
En el cuadro que sigue, se muestran los indicadores anuales para la serie de años 2017 a 2020, con la incorporación de la información de CAIDI (duración promedio de cada interrupción como SAIDI/SAIFI), y de ASAI (disponibilidad promedio del Sistema eléctrico).

Año	Descripción	Origen de la interrupción	Año 2017	Año 2018	Año 2019	Año 2020
CAIFI	SAIFI Frecuencia media de interrupción por usuario	Causas internas (forz + prog)	14.95	14.92	13.62	10.68
67.11.1		Internas forzadas	12.60	11.85	10.93	8.28
SAIDI	Duración media de interrupción por	Causas internas (forz + prog)	21.49	18.67	19.09	13.92
OAIDI	usuario	Internas forzadas	17.90	14.34	14.94	9.67
CAIDI	Duración promedio de cada interrupción: SAIDI /SAIFI	Causas internas (forz + prog)	1.44	1.25	1.40	1.30
ASAI	Disponibilidad promedio del sistema	Causas internas (forz + prog)	0.9975	0.9996	0.9978	0.9984

Se muestra a continuación el gráfico de evolución de los indicadores anuales de SAIFI y SAIDI de los años 2017 a 2020, y la apertura de los índices de calidad en las Sucursales Comerciales en que se divide geográficamente la Empresa:









EVOLUCIÓN ANUAL 2017 - 2020 DE SAIFI							
		Año					
	<i>6</i>	2017	2018	2019	2020		
ÍNDICES POR SUCURSAL		> 3 min, Causas Internas	> 3 min, Causas Internas	> 3 min, Causas Internas	> 3 min, Causas Internas		
	ÁREA DISTRIBUCIÓN SANTA FE	17,37	16,13	15,82	11,77		
	SANTA FE SUR	18,79	18,19	17,21	16,02		
	SANTA FE NORTE	14,66	19,89	13,34	16,50		
	ÁREA DISTRIBUCIÓN ROSARIO	6,42	5,68	4,38	3,15		
	ROSARIO OESTE	17,02	32,22	25,60	18,16		
<u> </u>	ROSARIO NORTE	21,17	14,15	15,78	13,34		
RS/	CENTRO	21,99	20,91	19,40	15,18		
SUCURSAL	OESTE	22,60	21,07	18,88	13,71		
S	RAFAELA	14,01	13,85	11,33	10,55		
	NOROESTE	0,00	0,00	12,58	12,39		
	RECONQUISTA	25,96	25,20	20,36	14,71		
	SAN LORENZO	8,53	17,26	20,11	18,84		
	SUR	37,40	30,04	26,33	22,69		
	VILLA CONSTITUCIÓN	10,08	12,39	18,55	10,31		

	EVOLUCIÓN ANUAL 2017 - 2020 DE SAIDI							
	Año							
		2017	2018	2019	2020			
ÍNDICES POR SUCURSAL		> 3 min, Causas Internas	> 3 min, Causas Internas	> 3 min, Causas Internas	> 3 min, Causas Internas			
	ÁREA DISTRIBUCIÓN SANTA FE	16,65	13,77	28,21	11,90			
	SANTA FE SUR	21,65	24,03	19,59	14,32			
	SANTA FE NORTE	17,67	16,19	10,71	21,37			
	ÁREA DISTRIBUCIÓN ROSARIO	13,16	11,68	10,22	8,40			
	ROSARIO OESTE	36,94	43,11	38,21	27,16			
₽ F	ROSARIO NORTE	46,98	33,65	34,67	25,77			
RS/	CENTRO	35,28	28,72	22,05	15,89			
SUCURSAL	OESTE	26,22	24,25	17,39	15,01			
S	RAFAELA	23,46	20,82	15,97	14,98			
	NOROESTE	0,00	0,00	13,68	14,85			
	RECONQUISTA	33,06	25,81	18,81	15,15			
	SAN LORENZO	15,17	24,51	28,77	28,33			
	SUR	44,02	29,75	29,63	23,37			
	VILLA CONSTITUCIÓN	15,24	10,51	16,82	10,95			



La mejora que se observa en la Calidad de Servicio se fundamenta principalmente en:

- 1. Una sostenida aplicación de fondos en el tiempo destinada a mantenimiento e inversiones (obras y equipamiento),
- Cambios de criterios de operación y mantenimiento por otros 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 clientes afectados y/o el tiempo de interrupción.

Resulta destacable que, para asegurar la prestación del servicio público de electricidad 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 XI

CUADRO TARIFARIO PROPUESTO

La adaptación del cuadro tarifario vigente se realizó en base a los requerimientos y condiciones explicitados sobre el cuadro tarifario vigente al 1 de abril de 2021 que incluye la adaptación tarifaria de la RESOL-2021-131-APN-SE#MEC.

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.

La actual gestión de la Empresa Provincial de la Energía de Santa Fe ha trabajado desde el primer día con el objetivo de transparentar los números de la misma, como una condición necesaria para tener una EPE más cerca de la gente. En ese marco considera la próxima Audiencia Pública una oportunidad para profundizar dicho proceso. Es por ello que la propuesta contempla las necesidades financieras actuales, pero también se reconoce claramente que el contexto socioeconómico de la Argentina en general, y de la Provincia de Santa Fe en particular, obliga a cuidar especialmente a los sectores sociales más afectados. En consecuencia, no solamente se propone que los ajustes tarifarios posean un tope para tarifa social y jubilados, sino que además se trabajará con todos los medios a su alcance para obtener financiamientos complementarios que permitan disminuir en todo lo posible la afectación sobre los sectores sociales medios, y las pequeñas y medianas empresas santafesinas.

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	40,1%
Comercial	49,7%
Industrial	43,4%
Instituciones	41,8%
Variación PROMEDIO	42,8%



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

	RESIDENCIAL						
CONSUMO	IMPORTE FACTURA CON IMPUESTOS [\$/bim]		Diferencia por BIMESTRE				
[kWh/bim]	Vigente	Ajuste Único Abr'21	[\$/bim]	[%]			
100	\$ 731	\$ 1.045	\$ 314	42,9%			
200	\$ 1.290	\$ 1.777	\$ 487	37,8%			
300	\$ 2.000	\$ 2.724	\$ 724	36,2%			
400	\$ 2.930	\$ 4.087	\$ 1.157	39,5%			
600	\$ 4.875	\$ 6.924	\$ 2.049	42,0%			
800	\$ 6.854	\$ 10.003	\$ 3.149	45,9%			
1000	\$ 8.992	\$ 13.291	\$ 4.299	47,8%			
2000	\$ 19.055	\$ 28.906	\$ 9.851	51,7%			
2800	\$ 26.972	\$ 41.222	\$ 14.250	52,8%			

COMERCIAL							
CONSUMO		A CON IMPUESTOS pim]	Diferencia por BIMESTRE				
[kWh/bim]	Vigente	Ajuste Único Abr'21	[\$/bim]	[%]			
200	\$ 2.361	\$ 3.637	\$ 1.277	54,1%			
800	\$ 8.095	\$ 11.844	\$ 3.749	46,3%			
1500	\$ 14.569	\$ 21.242	\$ 6.673	45,8%			
2500	\$ 23.439	\$ 34.228	\$ 10.789	46,0%			
3500	\$ 33.434	\$ 48.697	\$ 15.263	45,7%			
5000	\$ 46.819	\$ 68.324	\$ 21.505	45,9%			
8000	\$ 74.578	\$ 108.908	\$ 34.330	46,0%			
12000	\$ 110.355	\$ 161.399	\$ 51.044	46,3%			



	COMERCIAL LEY 11.257						
CONSUMO [kWh/bim]		A CON IMPUESTOS pim]	Diferencia por BIMESTRE				
	Vigente	Ajuste Único Abr'21	[\$/bim]	[%]			
200	\$ 2.131	\$ 3.531	\$ 1.400	65,7%			
800	\$ 7.357	\$ 11.517	\$ 4.160	56,5%			
1500	\$ 13.218	\$ 20.646	\$ 7.428	56,2%			
2500	\$ 21.201	\$ 33.243	\$ 12.042	56,8%			
3500	\$ 30.308	\$ 47.322	\$ 17.014	56,1%			
5000	\$ 42.354	\$ 66.360	\$ 24.006	56,7%			
8000	\$ 67.430	\$ 105.763	\$ 38.333	56,8%			
12000	\$ 99.629	\$ 156.679	\$ 57.049	57,3%			

	INDUSTRIAL							
CONSUMO		A CON IMPUESTOS pim]	Diferencia por BIMESTRE					
[kWh/bim]	Vigente	Ajuste Único Abr'21	[\$/bim]	[%]				
200	\$ 2.165	\$ 3.278	\$ 1.113	51,4%				
800	\$ 7.492	\$ 10.737	\$ 3.245	43,3%				
1500	\$ 13.461	\$ 19.208	\$ 5.746	42,7%				
2500	\$ 21.593	\$ 30.838	\$ 9.245	42,8%				
3500	\$ 30.848	\$ 43.948	\$ 13.101	42,5%				
5000	\$ 43.114	\$ 61.520	\$ 18.406	42,7%				
8000	\$ 68.625	\$ 97.976	\$ 29.351	42,8%				
12000	\$ 101.405	\$ 144.962	\$ 43.557	43,0%				

INSTITUCIONES							
CONSUMO		A CON IMPUESTOS pim]	Diferencia por BIMESTRE				
[kWh/bim]	Vigente	Ajuste Único Abr'21	[\$/bim]	[%]			
200	\$ 1.452	\$ 1.969	\$ 517	35,6%			
800	\$ 6.851	\$ 9.561	\$ 2.709	39,5%			
1200	\$ 10.183	\$ 14.270	\$ 4.087	40,1%			
6000	\$ 50.792	\$ 71.831	\$ 21.040	41,4%			
8000	\$ 67.186	\$ 95.334	\$ 28.147	41,9%			
12000	\$ 99.976	\$ 142.339	\$ 42.362	42,4%			



Para el caso de Usuarios Residenciales con Tarifa Social Provincial o Tarifa con beneficios para Jubilados, se consideró un tope máximo para el incremento del 15% sobre los importes bimestrales facturados actualmente.

JUBILADO							
CONSUMO [kWh/bim]		A CON IMPUESTOS pim]	Diferencia por BIMESTRE				
	Vigente	Ajuste Único Abr'21	[\$/bim]	[%]			
150	\$ 600	\$ 683	\$ 83	13,9%			
200	\$ 737	\$ 836	\$ 99	13,4%			
240	\$ 847	\$ 958	\$ 111	13,2%			

	SOCIAL PROVINCIAL 1							
CONSUMO [kWh/bim]		A CON IMPUESTOS pim]	Diferencia por BIMESTRE					
	Vigente	Ajuste Único Abr'21	[\$/bim]	[%]				
100	\$ 361	\$ 411	\$ 50	13,7%				
150	\$ 442	\$ 500	\$ 58	13,1%				
200	\$ 540	\$ 609	\$ 69	12,8%				
240	\$ 618	\$ 696	\$ 78	12,6%				
300	\$ 736	\$ 827	\$ 91	12,4%				
400	\$ 1.120	\$ 1.243	\$ 122	10,9%				
600	\$ 1.889	\$ 2.073	\$ 184	9,8%				
700	\$ 2.484	\$ 2.711	\$ 228	9,2%				

SOCIAL PROVINCIAL 2						
CONSUMO [kWh/bim]	IMPORTE FACTURA CON IMPUESTOS [\$/bim]		Diferencia por BIMESTRE			
	Vigente	Ajuste Único Abr'21	[\$/bim]	[%]		
PLANA	\$ 1.482	\$ 1.618	\$ 136	9,2%		



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	23,9%
Tarifa T4 - Cooperativas	11,6%
Tarifa T6 – Peajes	66,4%
Tarifa T5 – Pozos	25,0%
Variación PROMEDIO	25,0%

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:

	POTENCIA Relación		Relación	IMPORTE DE F IMPUI		DIFERENCIA MENSUAL		
TARIFA	[kW]	F.U.	P/FP	Vigente	Ajuste Único Abr'21	[\$/mes]	[%]	
2 B1	60	50%	0,7	\$ 132.970	\$ 180.927	\$ 47.957	36,1%	
2 B2	300	50%	0,8	\$ 1.266.906	\$ 1.518.625	\$ 251.719	19,9%	
2M11	200	40%	0,2	\$ 249.441	\$ 315.191	\$ 65.750	26,4%	
2M12	800	70%	0,6	\$ 3.721.928	\$ 4.088.564	\$ 366.637	9,9%	
2M31	200	40%	0,2	\$ 245.953	\$ 308.460	\$ 62.507	25,4%	
2M32	800	70%	0,6	\$ 3.705.164	\$ 4.056.214	\$ 351.050	9,5%	
2 A2	5.000	80%	1,0	\$ 25.418.532	\$ 25.986.604	\$ 568.072	2,2%	



	POTENCIA		Relación	IMPORTE DE F		DIFERENCIA	MENSUAL
TARIFA	[kW]	F.U.	P/FP	Vigente	Ajuste Único Abr'21	[\$/mes]	[%]
6 B1	60	50%	0,7	\$ 62.139	\$ 110.096	\$ 47.957	77,2%
6 B2	300	50%	0,8	\$ 385.516	\$ 637.235	\$ 251.719	65,3%
6M11	200	40%	0,2	\$ 84.076	\$ 149.826	\$ 65.750	78,2%
6M12	800	70%	0,6	\$ 619.712	\$ 986.349	\$ 366.637	59,2%
6M31	200	40%	0,2	\$ 80.587	\$ 143.094	\$ 62.507	77,6%
6M32	800	70%	0,6	\$ 602.948	\$ 953.998	\$ 351.050	58,2%
6 A2	5.000	80%	1,0	\$ 1.291.755	\$ 1.859.827	\$ 568.072	44,0%

c) CUOTAPARTE DE ALUMBRADO PÚBLICO

De la adecuación de los valores de CAP, resultan las siguientes variaciones para cada rango de consumo:

VALOR CUOTAPARTE DE ALUMBRADO PÚBLICO							
BANDAS DE CONSUMO BIMESTRAL	Vigente	Ajuste Único Abr'21	VARIACIÓN [\$/mes]	VARIACIÓN [%]			
0 - 120	8,26120	10,84441	2,6	31,3%			
121 - 240	20,47890	26,88249	6,4	31,3%			
241 - 300	83,66934	109,83209	26,2	31,3%			
301 - 450	136,73405	179,48973	42,8	31,3%			
451 - 599	204,98419	269,08116	64,1	31,3%			
600 - 999	277,54118	364,32616	86,8	31,3%			
1000 - 1400	343,38138	450,75409	107,4	31,3%			
1401 - 2800	412,77456	541,84598	129,1	31,3%			
2801 - 5000	850,78971	1.116,82510	266,0	31,3%			





1638

ANEXO 1

EMPRESA PROVINCIAL DE LA ENERGIA DE SANTA FE

<u>Área de aplicación</u>: Todo el territorio de la Provincia de Santa Fe Consumos registrados desde el 01 de ABRIL de 2021 CUADRO TARIFARIO COMPLETO MENSUAL - FACTURACION BIMESTRAL

TARIFA PEQUEÑAS DEMANDAS URBANAS TARIFA RESIDENCIAL Primeros 75 Siguientes 75 Siguientes 150 Excedente de Cuota de Tarifa 1 - Uso Residencial (menor de 20 kW) Servicio kWh/mes kWh/mes kWh/me 300 kWh/mes (\$/kWh) (\$/kWh) (\$/kWh) \$/sum. Mes (\$/kWh) 1101 1201 1301 142.96583 4.97634 5.80713 9.29583 11,97784 Residencial hasta 20 kW 1401 1501 Cuota de Primeros 75 Excedente de kWh/mes (\$/kWh) 75 kWh/mes (\$/kWh) Servicio \$/sum. Mes Residencial hasta 20 kW - CONSUMO hasta 120 kWh/mes para Jubilados y 1J01 142,96583 2,67055 3,3684 Pensionados Primeros 200 Cuota de Servicio kWh/mes \$/sum. Mes (\$/kWh) 0,00000 0,00000 Empleados E.P.E - CONSUMO hasta 200 kWh/mes Primeros 200 Siguientes 100 Excedente de kWh/mes 300 kWh/mes Cuota de Servicio \$/sum. Mes (\$/kWh) (\$/kWh) (\$/kWh) 1303 1403 Empleados E.P.E - CONSUMO mayor a 200 kWh/mes 35.74145 0.00000 2.32395 2.99444 1503 1603 Cuota de Primeros 150 Siguientes 150 Siguientes 200 Excedente de Servicio kWh/mes kWh/mes kWh/mes 500 kWh/me: \$/sum. Mes (\$/kWh) (\$/kWh) (\$/kWh) (\$/kWh) 1110 1210 1310 142,96583 4,97634 5,80713 9,29583 11,97784 Uso colectivo en edificios en propiedad horizontal 1510 1610 1710 Siguientes 75 Siguientes 150 Excedente de Cuota de Primeros 75 Servicio kWh/mes kWh/mes kWh/mes 300 kWh/mes (\$/kWh) (\$/kWh) (\$/kWh) \$/sum. Mes (\$/kWh) 1113 1213 1313 Locales ocupados por un solo profesional con hasta 1 (un) empleado 142,96583 4,97634 5,80713 9,29583 11,97784 1413 1513 1613 1137 1337 Residencial hasta 20 kW - NACIONAL 142,96583 4,97634 5,80713 9,29583 11,97784 1437 1537 1637 1138 1238 1338 5,80713 11,97784 Residencial hasta 20 kW - PROVINCIAL 142,96583 4,97634 9,29583 1438 1538



1139 1239 1339 1439 1539 1639	Residencial hasta 20 kW - MUNICIPAL	142,96583	4,97634	5,80713	9,29583	11,97784
	TARIFA NO RESIDEN	CIAL	•	•	•	
Tarifa Resid	uC ó UCL (LEY 11257) Uso Comercial (menor de 50 kW) lencial (mayor de 20 kW y menor de 50 kW)	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)
U C1 U C2 U C3 U C4	Comercial menor de 50 kW	411,57685	9,10561	9,50093	9,67016	9,75478
U7C1 U7C2 U7C3 U7C4	Comercial menor de 50 kW - CONSUMO NOCTURNO	0,00000	6,02086	6,21852	6,30314	7,02731
ULC1 ULC2 ULC3 ULC4	Comercial menor de 50 kW - LEY 11.257	370,41916	8,19503	8,55082	8,70314	8,77930
L7C1 L7C2 L7C3 L7C4	Comercial menor de 50 kW - LEY 11.257 - CONSUMO NOCTURNO	0,00000	5,41876	5,59665	5,67281	6,32457
Tarifa	a UI - Uso Industrial (menor de 50 kW)	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)
U I1 U I2 U I3 U I4	Industrial menor de 50 kW	370,41916	8,18018	8,51621	8,66005	8,73198
U711 U712 U713 U714	Industrial menor de 50 kW - CONSUMO NOCTURNO	0,00000	5,55815	5,72616	5,79807	5,83405
Tarifa	a UPI - Uso Industrial (menor de 50 kW) Parques Industriales	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)
UPI1 UPI2 UPI3 UPI4	Industrial menor de 50 kW - PARQUES INDUSTRIALES	296,33532	6,54413	6,81294	6,92801	6,98556
U7P1 U7P2 U7P3 U7P4	Industrial menor de 50 kW - PARQUES INDUSTRIALES - CONSUMO NOCTURNO	0,00000	4,44650	4,58091	4,63844	4,66722
Tarifa	a CT - Cabinas Telefónicas	Cargo Fijo Mensual \$/sum. Mes				
TCT5	Cabinas Telefónicas - Potencia Igual a 110 W	329,26148				
	Cabinas Telefónicas - Potencia Igual a 220 W a 3 - Alumbrado Público	329,26148 Precio de la Energía (\$/kWh)				
3 71	Alumbrado publico sin reposicion de lamparas ni prestacion de servicios.	6,10437				
3 72	Alumbrado Publico c/Reposicion de Lamparas y Prestacion de Servicios - Incandescente	7,27987				
3 73	Alumbrado publico sin reposicion de lamparas ni prestacion de servicios. Vialidad Prov.	6,10437				
3 74	Alumbrado publico sin reposicion de lamparas ni prestacion de servicios. Vialidad Nac.	6,10437				



Tarifa	4 (menor de 50 kW)	Cuota de Servicio \$/sum. Mes	Primeros 100 kWh/mes (\$/kWh)	Siguientes 500 kWh/mes (\$/kWh)	Siguientes 1900 kWh/mes (\$/kWh)	Excedente de 2500 kWh/mes (\$/kWh)
4128 4228 4328 4428	Museos, Monumentos y Lugares Históricos Nacionales - Sin Cargo	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
4118 4218 4318 4418	Dependencias Oficiales - Locales afectados para uso de la EMPRESA PROVINCIAL DE LA ENERGIA	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
4119 4219 4319 4419	Bibliotecas Populares - LEY 10.572	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
4126 4226 4326 4426	Asociaciones Civiles y Entidades Sin Fines de Lucro	165,29146	5,36812	8,34370	8,39269	8,73540
4127 4227 4327 4427	Entidades de Rehabilitación y Protección al Ser Humano	132,23317	4,88172	7,26219	7,30137	7,57554
4231 4331 4431	Dependencias Oficiales - Menor de 50 kW - Reparticiones Públicas NACIONALES	198,34975	5,61132	8,88446	8,93835	9,31532
4241 4341 4441	Dependencias Oficiales - Menor de 50 kW - Reparticiones Públicas PROVINCIALES	198,34975	5,61132	8,88446	8,93835	9,31532
4251 4351 4451	Dependencias Oficiales - Menor de 50 kW - Reparticiones Públicas MUNICIPALES	198,34975	5,61132	8,88446	8,93835	9,31532
4291 4391 4491	Dependencias Oficiales - Menor de 50 kW - GENERAL	198,34975	5,61132	8,88446	8,93835	9,31532
4232 4332 4432	Establecimiento Educacional y Suministros Oficiales Sin Fines de Lucro - NACIONAL	165,29146	5,36812	8,34370	8,39269	8,73540
4242 4342 4442	Establecimiento Educacional y Suministros Oficiales Sin Fines de Lucro - PROVINCIAL	165,29146	5,36812	8,34370	8,39269	8,73540
4252 4352 4452	Establecimiento Educacional y Suministros Oficiales Sin Fines de Lucro - MUNICIPAL	165,29146	5,36812	8,34370	8,39269	8,73540
	TARIFA PEQUEÑAS DEMAND TARIFA RESIDENCI		LES			
Tarifa	R - Uso Residencial	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)
R001 R101 R201 R301 R401 R501 R601	Residencial RURAL hasta 20 kW	200,15216	5,45474	6,77396	11,98041	13,85653
R007 R107 R207 R307 R407 R507 R607	Residencial RURAL hasta 20 kW - CONSUMO NOCTURNO	0,00000	4,01956	4,67917	7,28240	8,22046
		Cuota de Servicio \$/sum. Mes	Primeros 75 kWh/mes (\$/kWh)	Excedente de 75 kWh/mes (\$/kWh)		
R0J1	Residencial RURAL - CONSUMO hasta 120 kWh/mes para Jubilados y Pensionados	142,96583	2,67055	3,36841		
		Cuota de Servicio \$/sum. Mes	Primeros 200 kWh/mes (\$/kWh)			
R003 R103	Empleados E.P.E RURAL - CONSUMO hasta 200 kWh/mes	0,00000	0,00000			



		Cuota de Servicio \$/sum. Mes	Primeros 200 kWh/mes (\$/kWh)	Siguientes 100 kWh/mes (\$/kWh)	Excedente de 300 kWh/mes (\$/kWh)	
R203 R303 R403 R503 R603	Empleados E.P.E RURAL - CONSUMO mayor a 200 kWh/mes	50,03804	0,00000	2,99508	3,46412	
	TARIFA NO RESIDEN	CIAL		l .	l .	I .
		Cuota de Servicio \$/sum. Mes	Primeros 100 kWh/mes (\$/kWh)	Siguientes 500 kWh/mes (\$/kWh)	Siguientes 1900 kWh/mes (\$/kWh)	Excedente de 2500 kWh/mes (\$/kWh)
R116 R216 R316 R416	Asociaciones Civiles y Entidades Sin Fines de Lucro - Monofásico Rural	181,82060	5,61132	8,88446	8,93835	9,31532
R136 R236 R336 R436	Asociaciones Civiles y Entidades Sin Fines de Lucro - Trifásico Rural con transformador menor a 26 kVA	181,82060	5,61132	8,88446	8,93835	9,31532
R146 R246 R346 R446	Asociaciones Civiles y Entidades Sin Fines de Lucro - Trifásico Rural con transformador mayor a 25 kVA	181,82060	5,61132	8,88446	8,93835	9,31532
R117 R217 R317 R417	Entidades de Rehabilitación y Protección al Ser Humano - Monofásico Rural	145,45648	5,07628	7,69479	7,73790	8,03948
R137 R237 R337 R437	Entidades de Rehabilitación y Protección al Ser Humano - Trifásico Rural con transformador menor a 26 kVA	145,45648	5,07628	7,69479	7,73790	8,03948
R147 R247 R347 R447	Entidades de Rehabilitación y Protección al Ser Humano - Trifásico Rural con transformador mayor a 25 kVA	145,45648	5,07628	7,69479	7,73790	8,03948
R232 R332 R432	Establecimiento Educacional y Suministros Oficiales Sin Fines de Lucro - NACIONAL - Monofásico y Trifásico Rural	181,82060	5,61132	8,88446	8,93835	9,31532
R242 R342 R442	Establecimiento Educacional y Suministros Oficiales Sin Fines de Lucro - PROVINCIAL - Monofásico y Trifásico Rural	181,82060	5,61132	8,88446	8,93835	9,31532
R252 R352 R452	Establecimiento Educacional y Suministros Oficiales Sin Fines de Lucro - MUNICIPAL - Monofásico y Trifásico Rural	181,82060	5,61132	8,88446	8,93835	9,31532
R2N1 R3N1 R4N1	Dependencias Oficiales - Reparticiones Públicas - Menor de 50 kW - NACIONALES - Monofásico Rural	272,73091	5,74508	9,18188	9,23846	9,63429
R2N3 R3N3 R4N3	Dependencias Oficiales - Reparticiones Públicas - Menor de 50 kW - NACIONALES - Trifasico rural con transformador menor a 26 kVA	363,64121	5,74508	9,18188	9,23846	9,63429
R2N4 R3N4 R4N4	Dependencias Oficiales - Reparticiones Públicas - Menor de 50 kW - NACIONALES - Trifasico rural con transformador mayor a 25 kVA	454,55152	5,74508	9,18188	9,23846	9,63429
R2P1 R3P1 R4P1	Dependencias Oficiales - Reparticiones Públicas - Menor de 50 kW - PROVINCIALES - Monofásico Rural	272,73091	5,74508	9,18188	9,23846	9,63429
R2P3 R3P3 R4P3	Dependencias Oficiales - Reparticiones Públicas - Menor de 50 kW - PROVINCIALES - Trifasico rural con transformador menor a 26 kVA	363,64121	5,74508	9,18188	9,23846	9,63429
R2P4 R3P4 R4P4	Dependencias Oficiales - Reparticiones Públicas - Menor de 50 kW - PROVINCIALES - Trifasico rural con transformador mayor a 25 kVA	454,55152	5,74508	9,18188	9,23846	9,63429
R2M1 R3M1 R4M1	Dependencias Oficiales - Reparticiones Públicas - Menor de 50 kW - MUNICIPALES - Monofásico Rural	272,73091	5,74508	9,18188	9,23846	9,63429
R2M3 R3M3 R4M3	Dependencias Oficiales - Reparticiones Públicas - Menor de 50 kW - MUNICIPALES - Trifasico rural con transformador menor a 26 kVA	363,64121	5,74508	9,18188	9,23846	9,63429



R2M4 R3M4 R4M4	Dependencias Oficiales - Reparticiones Públicas - Menor de 50 kW - MUNICIPALES - Trifasico rural con transformador mayor a 25 kVA	454,55152	5,74508	9,18188	9,23846	9,63429
R2F1 R3F1 R4F1	Dependencias Oficiales - General - Menor de 50 kW - Monofásico Rural	272,73091	5,74508	9,18188	9,23846	9,63429
R2F3 R3F3 R4F3	Dependencias Oficiales - General - Menor de 50 kW - I ritasico rural con transformador		5,74508	9,18188	9,23846	9,63429
R2F4 R3F4 R4F4	Dependencias Oficiales - General - Menor de 50 kW - Trifasico rural con transformador mayor a 25 kVA	454,55152	5,74508	9,18188	9,23846	9,63429
Tarifa R C - General Monofásico Especial		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)
R C1 R C2 R C3 R C4	General menor de 50 kW - Monofásico Especial	617,36528	9,72256	10,15742	10,00686	10,09571
RNM1 RNM2 RNM3 RNM4	General menor de 50 kW - Monofásico Especial - CONSUMO NOCTURNO	0,00000	6,32934	6,54677	6,47149	7,23187
Tarifa R3C - General Trifásico Especial		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)
R3C1 R3C2 R3C3 R3C4	General menor de 50 kW - Trifásico Especial	658,52296	10,03103	10,48566	10,34356	10,43665
RNC1 RNC2 RNC3 RNC4	General menor de 50 kW - Trifásico Especial - CONSUMO NOCTURNO	0,00000	6,48357	6,71089	6,63984	7,43643
	·					
	VALOR CUOTA PARTE ALUMBRADO PÚBLICO (MENSUAL)					
	(Bandas de consumo bimestrales) kWh/Bim.	\$/MES				
	0 - 120	10,84286				
	121 - 240	26,87866				
	241 - 300	109,81644				
	301 - 450	179,46415				
	451 - 599	269,04282				
	600 - 999 1000 - 1400	364,27425 450,68986				
	1400 - 1400					
	1401 - 2800 2801 - 5000	541,76877				
	2801 - 5000 5001 - o más	1116,66595 1595,23708				
INADUES.						
	TOS: Los porcentajes que se enumeran a continuación se aplicarán sobre el importe básico.					
- Nacior	ales: Ley N°20361 (IVA): Monotributo 27,00%. Cons. Final 21,00%. Resp. Inscripto 27,00%					
Dravin	atala a					

- Provinciales:

Ley № 12.692 Energías Renovables 5,88 \$/mes

Ley № 6.604 - FER - Decreto № 2.258 Fondo de Elec trificación Rural 1,50 %

- Municipales:
Ley N°7797 6,00 % (Excepto Ofic., Alum. Públ., Dis tr. Rurales y Tracción)
Ord. 1592/62 y 1618/62 para la Ciudad de Rosario 0,60 % y 1,80 % respect.





ANEXO 2

EMPRESA PROVINCIAL DE LA ENERGIA DE SANTA FE

<u>Área de aplicación</u>: Todo el territorio de la Provincia de Santa Fe Consumos registrados desde el 01 de ABRIL de 2021 CUADRO TARIFARIO COMPLETO MENSUAL - FACTURACION BIMESTRAL

TARIFAS SOCIALES PEQUEÑAS DEMANDAS

	TARIFAS SOCIALES PEQUEÑAS DEMANDAS TARIFAS SOCIALES PEQUEÑAS DEMANDAS URBANAS						
	TARIFA SOCIAL DECRETO PROV						
Tarifa	1 - Uso Residencial (menor de 2,2 kW)	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)	
1FF0 1FF1 1FF2 1FF3 1FF4 1FF5 1FF6	Residencial hasta 2,2 kW - Tarifa Social 1	142,96583	1,90754	2,40601	4,21297	6,34035	
1HF0 1HF1 1HF2 1HF3 1HF4 1HF5 1HF6	Residencial hasta 2,2 kW - Tarifa Social 2	844,67112					
		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)	
1005 1105 1205 1305 1405 1505 1605	Residencial hasta 20 KW - Servicios Generales de Barrio - CONSUMO hasta 5000 kWh/mes	142,96583	1,90754	3,46204	5,26754	6,34035	
TARIFA ELECTRODEPENDIENTES PROVINCIAL							
Tarifa	1 - Uso Residencial Electrodependientes	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)	
1WF0 1WF1 1WF2 1WF3 1WF4 1WF5 1WF7	Residencial Electrodependiente	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	
	TARIFAS SOCIALES PEQUEÑAS DE			3			
	TARIFA SOCIAL DECRETO PROV			I	I		
Tarifa	1 - Uso Residencial (menor de 2,2 kW)	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)	
1GF0 1GF1 1GF2 1GF3 1GF4 1GF5 1GF6	RURAL Residencial hasta 2,2 kW - Tarifa Social 1	142,96583	1,90754	2,40601	4,21297	6,34035	
1IF0 1IF1 1IF2 1IF3 1IF4 1IF5 1IF6	RURAL Residencial hasta 2,2 kW - Tarifa Social 2	844,67112					



Γarifa	a 1 - Uso Residencial Electrodependientes	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)		
1XF0 1XF1 1XF2 1XF3 1XF4 1XF5	RURAL Residencial Electrodependiente	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,0000		
	VALOR CUOTA PARTE ALUMBRADO PÚBLICO (MENSUAL)							
	(Bandas de consumo bimestrales)	\$/MES						
	kWh/BIM.							
	0 - 120	10,84286						
	121 - 240	26,87866						
	241 - 300	109,81644	Valor cuota parte Alumbrado Público: NO APLICABLE a Usuarios con Tarifas Sociales Provinciales y Usuarios Electrodependientes Provinciales					
	301 - 450	179,46415						
	451 - 599	269,04282						
	600 - 999	364,27425						
	1000 - 1400	450,68986						
	1401 - 2800	541,76877						
	2801 - 5000	1116,66595						
	5001 - o más	1595,23708						
	TOS: Los porcentajes que se enumeran a continuación se aplicarán sobre el importe básic	0.						
Nacio	nales: Ley N°20361 (IVA): Monotributo 27,00%. Cons. Final 21,00%. Resp. Inscripto 27,00%							
Provin	ciales:							
	Ley N°12.692 Energías Renovables 5,88 \$/mes							
	Ley N° 6.604 - FER - Decreto N° 2.258 Fondo de Elec trificación Rural 1,50 %							
Munic	pales:							
	Ley N°7797 6,00 % (Excepto Ofic., Alum. Públ., Dis tr. Rurales y Tracción)							
	Ord. 1592/62 y 1618/62 para la Ciudad de Rosario 0,60 % y 1,80 % respect.							





ANEXO 3

EMPRESA PROVINCIAL DE LA ENERGIA DE SANTA FE

<u>Área de aplicación</u>: Todo el territorio de la Provincia de Santa Fe Consumos registrados desde el 01 de ABRIL de 2021

CUADRO TARIFARIO COMPLETO MENSUAL - FACTURACION MENSUAL

Demanda Máxima: Mayor de 20 kW

TARIFA 2 - GRANDES DEMANDAS

Tarifa 2 -	GRANDES DEMANDAS	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)
2 B1	Baja Tensión - Demandas menores a 300 kW	3030,80	998,927	445,421	96,532	2,77596	2,66146	2,54697
2 B2	Baja Tensión - Demandas mayores o iguales a 300 kW	3030,80	998,927	445,421	96,532	7,05597	6,76324	6,46932
2M11	Media Tensión 13,2 kV - Demandas menores a 300 kW	13568,02	698,831	283,979	91,127	2,63815	2,52934	2,42052
2M12	Media Tensión 13,2 kV - Demandas mayores o iguales a 300 kW	13568,02	698,831	283,979	91,127	6,70567	6,42747	6,14815
2M31	Media Tensión 33 kV - Demandas menores a 300 kW	13568,02	684,873	262,525	91,127	2,63815	2,52934	2,42052
2M32	Media Tensión 33 kV o Capacidad Contratada mayor o igual a 1000 kW - Demandas mayores o iguales a 300 kW	13568,02	684,873	262,525	91,127	6,70567	6,42747	6,14815
2AM1	Bornes de ET AT/MT - Demandas menores a 300 kW	13568,02	409,204	224,321	89,632	2,59976	2,49253	2,38530
2AM2	Bornes de ET AT/MT - Demandas mayores o iguales a 300 kW	13568,02	409,204	224,321	89,632	6,60809	6,33394	6,05868
2 A1	Alta Tensión 132 kV - Demandas menores a 300 kW	14950,33	100,181	66,718	86,989	2,52986	2,42552	2,32117
2 A2	Alta Tensión 132 kV - Demandas mayores o iguales a 300 kW	14950,33	100,181	66,718	86,989	6,43044	6,16366	5,89580
P - GRAN	P - GRANDES DEMANDAS Parques Industriales		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 B1	Baja Tensión - Demandas menores a 300 kW							(4,,
	7	2667,09	879,082	391,974	96,532	2,77596	2,66146	2,54697
P B2	Baja Tensión - Demandas mayores o iguales a 300 kW	2667,09 2667,09	,	391,974 391,974	96,532 96,532	2,77596 7,05597	2,66146 6,76324	· ,
P B2 PM11	<u>'</u>	· · · · · ·	879,082	•	· · ·	,	6,76324	2,54697
	Baja Tensión - Demandas mayores o iguales a 300 kW	2667,09	879,082 615,016	391,974	96,532	7,05597	6,76324	2,54697 6,46932
PM11	Baja Tensión - Demandas mayores o iguales a 300 kW Media Tensión 13,2 kV - Demandas menores a 300 kW	2667,09 11940,32	879,082 615,016 615,016	391,974 249,865	96,532 91,127	7,05597 2,63815	6,76324 2,52934	2,54697 6,46932 2,42052
PM11 PM12	Baja Tensión - Demandas mayores o iguales a 300 kW Media Tensión 13,2 kV - Demandas menores a 300 kW Media Tensión 13,2 kV - Demandas mayores o iguales a 300 kW	2667,09 11940,32 11940,32	879,082 615,016 615,016 602,666	391,974 249,865 249,865	96,532 91,127 91,127	7,05597 2,63815 6,70567	6,76324 2,52934 6,42747	2,54697 6,46932 2,42052 6,14815
PM11 PM12 PM31	Baja Tensión - Demandas mayores o iguales a 300 kW Media Tensión 13,2 kV - Demandas menores a 300 kW Media Tensión 13,2 kV - Demandas mayores o iguales a 300 kW Media Tensión 33 kV - Demandas menores a 300 kW Media Tensión 33 kV o Capacidad Contratada 1000 kW o más -	2667,09 11940,32 11940,32 11940,32	879,082 615,016 615,016 602,666	391,974 249,865 249,865 231,047	96,532 91,127 91,127 91,127	7,05597 2,63815 6,70567 2,63815	6,76324 2,52934 6,42747 2,52934 6,42747	2,54697 6,46932 2,42052 6,14815 2,42052
PM11 PM12 PM31 PM32	Baja Tensión - Demandas mayores o iguales a 300 kW Media Tensión 13,2 kV - Demandas menores a 300 kW Media Tensión 13,2 kV - Demandas mayores o iguales a 300 kW Media Tensión 33 kV - Demandas menores a 300 kW Media Tensión 33 kV o Capacidad Contratada 1000 kW o más - Demandas mayores o iguales a 300 kW	2667,09 11940,32 11940,32 11940,32	879,082 615,016 615,016 602,666 602,666	391,974 249,865 249,865 231,047	96,532 91,127 91,127 91,127 91,127	7,05597 2,63815 6,70567 2,63815 6,70567	6,76324 2,52934 6,42747 2,52934 6,42747	2,54697 6,46932 2,42052 6,14815 2,42052 6,14815
PM11 PM12 PM31 PM32 PAM1	Baja Tensión - Demandas mayores o iguales a 300 kW Media Tensión 13,2 kV - Demandas menores a 300 kW Media Tensión 13,2 kV - Demandas mayores o iguales a 300 kW Media Tensión 33 kV - Demandas menores a 300 kW Media Tensión 33 kV o Capacidad Contratada 1000 kW o más - Demandas mayores o iguales a 300 kW Bornes de ET AT/MT - Demandas menores a 300 kW	2667,09 11940,32 11940,32 11940,32 11940,32	879,082 615,016 615,016 602,666 602,666 360,085 360,085	391,974 249,865 249,865 231,047 231,047	96,532 91,127 91,127 91,127 91,127 89,632	7,05597 2,63815 6,70567 2,63815 6,70567 2,59976	6,76324 2,52934 6,42747 2,52934 6,42747 2,49253	2,54697 6,46932 2,42052 6,14815 2,42052 6,14815 2,38530 6,05868



	NDES DEMANDAS Organizaciones y Entes que prestan Servicios Públicos de Salud y ón	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)
O B2	Baja Tensión - Demandas mayores o iguales a 300 kW	2667,09	879,082	391,974	96,532	3,86190	3,70727	3,55146
OM12	Media Tensión 13,2 kV - Demandas mayores o iguales a 300 kW	11940,32	615,016	249,865	91,127	3,67017	3,52322	3,37515
OM32	Media Tensión 33 kV o Capacidad Contratada 1000 kW o más - Demandas mayores o iguales a 300 kW	11940,32	602,666	231,047	91,127	3,67017	3,52322	3,37515
O A2	Alta Tensión 132 kV - Demandas mayores o iguales a 300 kW	13156,29	88,166	58,713	86,989	3,51953	3,37861	3,23661

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)	IMPUESTOS: Los porcentajes que se enumeran a continuación se aplicarán sobre el importe básico.
kWh/BIM.	\$/MES	- Nacionales:
0 - 120	10,84286	Ley N°20361 (IVA): Monotributo 27,00%. Cons. Final 21,00%. Resp. Inscripto 27,00%
121 - 240	26,87866	- Provinciales:
241 - 300	109,81644	Ley N° 12.692 Energías Renovables 5,88 \$/mes
301 - 450	179,46415	Ley N° 6.604 - FER - Decreto N° 2.258 Fondo de Electrificación Rural 1,50 %
451 - 599	269,04282	- Municipales:
600 - 999	364,27425	Ley N° 7797 6,00 % (Excepto Ofic., Alum. Públ., Distr. Rurales y Tracción)
1000 - 1400	450,68986	Ord. 1592/62 y 1618/62 para la Ciudad de Rosario 0,60 % y 1,80 % respect.
1401 - 2800	541,76877	
2801 - 5000	1116,66595	
5001 - o más	1595,23708	





ANEXO 4

EMPRESA PROVINCIAL DE LA ENERGIA DE SANTA FE

<u>Área de aplicación</u>: Todo el territorio de la Provincia de Santa Fe Consumos registrados desde el 01 de ABRIL de 2021

CUADRO TARIFARIO COMPLETO MENSUAL - FACTURACION MENSUAL

Demanda Máxima: Mayor de 20 kW
TARIFA 4 - GRANDES DEMANDAS

TARIFA 4 - GRANDES DEMANDAS - OTROS PRESTADORES PROVINCIALES

Tarifa 4 - PROVINC	GRANDES DEMANDAS - OTROS PRESTADORES CIALES	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)
4 B	Baja Tension - No Residencial Menor a 300 kW	3000,65	651,116	433,574	95,567	2,74820	2,63485	2,52150
4 B0	Baja Tension - Residencial	3000,65	651,116	433,574	95,567	2,42848	2,32565	2,22282
4 B2	Baja Tension - No Residencial Mayor o Igual a 300 kW	3000,65	651,116	433,574	95,567	6,98541	6,69560	6,40463
4 B7	Baja Tension - Electrodependiente	3000,65	651,116	433,574	95,567	0,00000	0,00000	0,00000
4 B9	Baja Tension - No Residencial Mayor o Igual a 300 kW - Organizaciones y Entes Públicos que prestan Servicios Públicos de Salud y Educación	3000,65	635,434	423,182	95,567	3,82328	3,67020	3,51595
4MB	Bornes de ET MT/BT - No Residencial Menor a 300 kW	3000,65	635,434	423,182	90,893	2,63126	2,52273	2,41420
4MB0	Bornes de ET MT/BT - Residencial	3000,65	635,434	423,182	90,893	2,32514	2,22668	2,12823
4MB2	Bornes de ET MT/BT - No Residencial Mayor o Igual a 300 kW	3000,65	635,434	423,182	90,893	6,68815	6,41068	6,13209
4MB7	Bornes de ET MT/BT - Electrodependiente	3000,65	635,434	423,182	90,893	0,00000	0,00000	0,00000
4MB9	Bornes de ET MT/BT - No Residencial Mayor o Igual a 300 kW - Organizaciones y Entes Públicos que prestan Servicios Públicos de Salud y Educación	13432,68	330,189	274,950	90,893	3,66058	3,51402	3,36633
4M1	Media Tension 13,2 kV - No Residencial Menor a 300 kW	13432,68	330,189	274,950	90,216	2,61177	2,50404	2,39632
4M10	Media Tension 13,2 kV - Residencial	13432,68	330,189	274,950	90,216	2,30792	2,21019	2,11246
4M12	Media Tension 13,2 kV - No Residencial Mayor o Igual a 300 kW	13432,68	330,189	274,950	90,216	6,63861	6,36320	6,08667
4M17	Media Tension 13,2 kV - Electrodependiente	13432,68	330,189	274,950	90,216	0,00000	0,00000	0,00000
4M19	Media Tension 13,2 kV - No Residencial Mayor o Igual a 300 kW - Organizaciones y Entes Públicos que prestan Servicios Públicos de Salud y Educación	13432,68	317,816	189,185	90,216	3,63347	3,48799	3,34140
4M3	Media Tension 33 kV - No Residencial Menor a 300 kW	13432,68	317,816	189,185	90,216	2,61177	2,50404	2,39632
4M30	Media Tension 33 kV - Residencial	13432,68	317,816	189,185	90,216	2,30792	2,21019	2,11246
4M32	Media Tension 33 kV - No Residencial Mayor o Igual a 300 kW	13432,68	317,816	189,185	90,216	6,63861	6,36320	6,08667
4M37	Media Tension 33 kV - Electrodependiente	13432,68	317,816	189,185	90,216	0,00000	0,00006	gina 99 6,0000
4M39	Media Tension 33 kV -No Residencial Mayor o Igual a 300 kW - Organizaciones y Entes Públicos que prestan Servicios Públicos de Salud y Educación	13432,68	263,897	162,757	90,216	3,63347	3,48799	3,34140



4AM	Bornes de ET AT/MT - No Residencial Menor a 300 kW	13432,68	263,897	162,757	88,736	2,57376	2,46760	2,36145
4AM0	Bornes de ET AT/MT - Residencial	13432,68	263,897	162,757	88,736	2,27433	2,17803	2,08172
4AM2	Bornes de ET AT/MT - No Residencial Mayor o Igual a 300 kW	13432,68	263,897	162,757	88,736	6,54201	6,27060	5,99810
4AM7	Bornes de ET AT/MT - Electrodependiente	13432,68	263,897	162,757	88,736	0,00000	0,00000	0,00000
4AM9	Bornes de ET AT/MT - No Residencial Mayor o Igual a 300 kW - Organizaciones y Entes Públicos que prestan Servicios Públicos de Salud y Educación	14800,99	99,155	66,024	88,736	3,58059	3,43723	3,29277
4 A	Alta Tension - No Residencial Menor a 300 kW	14800,99	99,155	66,024	86,119	2,50457	2,40126	2,29796
4 A0	Alta Tension - Residencial	14800,99	99,155	66,024	86,119	2,21319	2,11947	2,02576
4 A2	Alta Tension - No Residencial Mayor o Igual a 300 kW	14800,99	99,155	66,024	86,119	6,36613	6,10202	5,83684
4 A7	Alta Tension - Electrodependiente	14800,99	99,155	66,024	86,119	0,00000	0,00000	0,00000
4 A9	Alta Tension -No Residencial Mayor o Igual a 300 kW - Organizaciones y Entes Públicos que prestan Servicios Públicos de Salud y Educación	3030,80	998,927	445,421	86,119	3,48433	3,34482	3,20425

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)

VAL	OR CUOTA PARTE ALUMBRADO PÚBLICO (MENSUAL)	
	(Bandas de consumo bimestrales)	IMPUESTOS: Los porcentajes que se enumeran a continuación se aplicarán sobre el importe básico.
kWh/BIM.	\$/MES	- Nacionales:
0 - 120	10,84286	Ley N° 20361 (IVA): Monotributo 27,00%. Cons. Final 21,00%. Resp. Inscripto 27,00%
121 - 240	26,87866	
241 - 300	109,81644	- Provinciales:
301 - 450	179,46415	Ley N°12.692 Energías Renovables 5,88 \$/mes
451 - 599	269,04282	Ley N° 6.604 - FER - Decreto N° 2.258 Fondo de Elec trificación Rural 1,50 %
600 - 999	364,27425	- Municipales:
1000 - 1400	450,68986	Ley N°7797 6,00 % (Excepto Ofic., Alum. Públ., Distr. Rurales y Tracción)
1401 - 2800	541,76877	Ord. 1592/62 y 1618/62 para la Ciudad de Rosario 0,60 % y 1,80 % respect.
2801 - 5000	1116,66595	
5001 - o más	1595,23708	





ANEXO 5

EMPRESA PROVINCIAL DE LA ENERGIA DE SANTA FE

Área de aplicación: Todo el territorio de la Provincia de Santa Fe Consumos registrados desde el 01 de ABRIL de 2021

CUADRO TARIFARIO COMPLETO MENSUAL - FACTURACION MENSUAL

Demanda Máxima: Mayor de 20 kW

TARIFA 6 - GRANDES DEMANDAS - TARIFA DE PEAJE POR SERVICIO DE DISTRIBUCION

	GRANDES DEMANDAS - TARIFA DE PEAJE POR DE DISTRIBUCION (excepto Cooperativas Eléctricas)	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)
6 B1	Baja Tensión - Demandas menores a 300 kW	3030,80	998,927	445,421	12,459	0,31500	0,30201	0,28902
6 B2	Baja Tensión - Demandas mayores o iguales a 300 kW	3030,80	998,927	445,421	12,459	0,80068	0,76746	0,73411
6M11	Media Tensión 13,2 kV - Demandas menores a 300 kW	13568,02	698,831	283,979	7,054	0,17719	0,16988	0,16257
6M12	Media Tensión 13,2 kV - Demandas mayores o iguales a 300 kW	13568,02	698,831	283,979	7,054	0,45038	0,43170	0,41294
6M31	Media Tensión 33 kV - Demandas menores a 300 kW	13568,02	684,873	262,525	7,054	0,17719	0,16988	0,16257
6M32	Media Tensión 33 kV o Capacidad Contratada mayor o igual a 1000 kW - Demandas mayores o iguales a 300 kW	13568,02	684,873	262,525	7,054	0,45038	0,43170	0,41294
6AM1	Bornes de ET AT/MT - Demandas menores a 300 kW	13568,02	409,204	224,321	5,559	0,13880	0,13307	0,12735
6AM2	Bornes de ET AT/MT - Demandas mayores o iguales a 300 kW	13568,02	409,204	224,321	5,559	0,35280	0,33816	0,32347
6 A1	Alta Tensión 132 kV - Demandas menores a 300 kW	14950,33	100,181	66,718	2,916	0,06891	0,06606	0,06322
6 A2	Alta Tensión 132 kV - Demandas mayores o iguales a 300 kW	14950,33	100,181	66,718	2,916	0,17515	0,16788	0,16059
	GRANDES DEMANDAS - TARIFA DE PEAJE POR DE DISTRIBUCION - PARQUES INDUSTRIALES	Cargo comercial (\$-mes)	Cargo cap. Pico (\$/kW-mes)	Cargo cap. F. de Pico	Cargo por pot. adg.	Cargo energía hs. Pico	Cargo energía hs. Resto	Cargo energía hs. Valle
		(ψ-1110-3)	(\$/KW-IIICS)	(\$/kW-mes)	(\$/kW-mes)	(\$/kWh)	(\$/kWh)	(\$/kWh)
P6B1	Baja Tensión - Demandas menores a 300 kW	2667,09	879,082	,	(\$/kW-mes) 12,459	(\$/kWh) 0,31500		
P6B1 P6B2	Baja Tensión - Demandas menores a 300 kW Baja Tensión - Demandas mayores o iguales a 300 kW	, ,	,	391,974	, ,	· ,	(\$/kWh)	(\$/kWh) 0,28902
	•	2667,09	879,082 879,082	391,974 391,974	12,459	0,31500	(\$/kWh) 0,30201 0,76746	(\$/kWh) 0,28902 0,73411
P6B2	Baja Tensión - Demandas mayores o iguales a 300 kW	2667,09 2667,09	879,082 879,082 615,016	391,974 391,974 249,865	12,459 12,459	0,31500 0,80068	(\$/kWh) 0,30201 0,76746	(\$/kWh) 0,28902 0,73411
P6B2 P611	Baja Tensión - Demandas mayores o iguales a 300 kW Media Tensión 13,2 kV - Demandas menores a 300 kW	2667,09 2667,09 11940,32	879,082 879,082 615,016	391,974 391,974 249,865 249,865	12,459 12,459 7,054	0,31500 0,80068 0,17719	(\$/kWh) 0,30201 0,76746 0,16988 0,43170	(\$/kWh) 0,28902 0,73411 0,16257 0,41294
P6B2 P611 P612	Baja Tensión - Demandas mayores o iguales a 300 kW Media Tensión 13,2 kV - Demandas menores a 300 kW Media Tensión 13,2 kV - Demandas mayores o iguales a 300 kW	2667,09 2667,09 11940,32 11940,32	879,082 879,082 615,016 615,016	391,974 391,974 249,865 249,865 231,047	12,459 12,459 7,054 7,054	0,31500 0,80068 0,17719 0,45038	(\$/kWh) 0,30201 0,76746 0,16988 0,43170	(\$/kWh) 0,28902 0,73411 0,16257 0,41294 0,16257
P6B2 P611 P612 P631	Baja Tensión - Demandas mayores o iguales a 300 kW Media Tensión 13,2 kV - Demandas menores a 300 kW Media Tensión 13,2 kV - Demandas mayores o iguales a 300 kW Media Tensión 33 kV - Demandas menores a 300 kW Media Tensión 33 kV o Capacidad Contratada mayor o igual a 1000 kW -	2667,09 2667,09 11940,32 11940,32	879,082 879,082 615,016 615,016 602,666	391,974 391,974 249,865 249,865 231,047	12,459 12,459 7,054 7,054	0,31500 0,80068 0,17719 0,45038 0,17719	(\$/kWh) 0,30201 0,76746 0,16988 0,43170 0,16988	(\$/kWh) 0,28902 0,73411 0,16257 0,41294 0,16257
P6B2 P611 P612 P631 P632 P6E1 P6E2	Baja Tensión - Demandas mayores o iguales a 300 kW Media Tensión 13,2 kV - Demandas menores a 300 kW Media Tensión 13,2 kV - Demandas mayores o iguales a 300 kW Media Tensión 33 kV - Demandas menores a 300 kW Media Tensión 33 kV o Capacidad Contratada mayor o igual a 1000 kW - Demandas mayores o iguales a 300 kW Bornes de ET AT/MT - Demandas menores a 300 kW Bornes de ET AT/MT - Demandas mayores o iguales a 300 kW	2667,09 2667,09 11940,32 11940,32 11940,32	879,082 879,082 615,016 615,016 602,666 602,666	391,974 391,974 249,865 249,865 231,047 231,047	12,459 12,459 7,054 7,054 7,054	0,31500 0,80068 0,17719 0,45038 0,17719	(\$/kWh) 0,30201 0,76746 0,16988 0,43170 0,16988	(\$/kWh) 0,28902 0,73411 0,16257 0,41294 0,41294
P6B2 P611 P612 P631 P632 P6E1	Baja Tensión - Demandas mayores o iguales a 300 kW Media Tensión 13,2 kV - Demandas menores a 300 kW Media Tensión 13,2 kV - Demandas mayores o iguales a 300 kW Media Tensión 33 kV - Demandas menores a 300 kW Media Tensión 33 kV o Capacidad Contratada mayor o igual a 1000 kW - Demandas mayores o iguales a 300 kW Bornes de ET AT/MT - Demandas menores a 300 kW	2667,09 2667,09 11940,32 11940,32 11940,32 11940,32	879,082 879,082 615,016 615,016 602,666 602,666 360,085 360,085	391,974 391,974 249,865 249,865 231,047 231,047 197,421	12,459 12,459 7,054 7,054 7,054 7,054	0,31500 0,80068 0,17719 0,45038 0,17719 0,45038	(\$/kWh) 0,30201 0,76746 0,16988 0,43170 0,43170 0,43170	(\$/kWh) 0,28902 0,73411 0,16257 0,41294 0,16257 0,41294 0,12735 0,32347

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)	IMPUESTOS: Los porcentajes que se enumeran a continuación se aplicarán sobre el importe básico.
kWh/BIM.	\$/MES	- Nacionales:
0 - 120	10,84286	Ley N° 20361 (IVA): Monotributo 27,00%. Cons. Final 21,00%. Resp. Inscripto 27,00%
121 - 240	26,87866	
241 - 300	109,81644	- Provinciales:
301 - 450	179,46415	Ley N° 12.692 Energías Renovables 5,88 \$/mes
451 - 599	269,04282	Ley N° 6.604 - FER - Decreto N° 2.258 Fondo de Electrificación Rural 1,50 %
600 - 999	364,27425	- Municipales:
1000 - 1400	450,68986	Ley N° 7797 6,00 % (Excepto Ofic., Alum. Públ., Distr. Rurales y Tracción)
1401 - 2800	541,76877	Ord. 1592/62 y 1618/62 para la Ciudad de Rosario 0,60 % y 1,80 % respect.
2801 - 5000	1116,66595	
5001 - o más	1595,23708	