



UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA NACIONAL

Facultad Regional Concordia

Plan de negocio

Cátedra: Proyecto Final

Docente: SCHATTENHOFER, *Federico*

Alumno: GARABUAU PARISE, *Juan Ignacio*

ESTACIÓN TRANSFORMADORA 132 kV ISLAS



Índice Plan de negocios

- 1. Resumen ejecutivo.**
- 2. Antecedentes.**
- 3. Proyección de la demanda.**
- 4. Idea y necesidad.**
- 5. Visión - misión.**
- 6. Objetivos.**
- 7. Solución propuesta.**
- 8. Descripción del proyecto.**
- 9. Leyes y normativas vigentes.**
- 10. Análisis foda.**
- 11. Planificaciones de obras.**
- 12. Presupuesto de obra.**
- 13. Riesgos.**
- 14. Plan de marketing**
- 15. Análisis económico - financiero.**
- 16. Rentabilidad del proyecto.**
- 17. Conclusiones.**

1. RESUMEN EJECUTIVO

Este proyecto se ha realizado en el marco de estudio de ingeniería básica para el diseño de una estación transformadora y análisis económico – financiero de la misma. Se presenta a las autoridades de ENERSA y a todos aquellos asociados a la misma.

Durante estos últimos años la provincia de Entre Ríos ha experimentado un importante crecimiento económico, logrando el desarrollo de diversas actividades y economías regionales. Este crecimiento de impacto positivo en la población, debe ser acompañado por políticas públicas que favorezcan el desarrollo de tales actividades. Puntualmente el sector eléctrico es uno de los pilares fundamentales para sostener el crecimiento económico, la evolución de la demanda de energía eléctrica está íntimamente relacionada con la economía, por lo que las inversiones y la planificación en los sistemas eléctricos son fundamentales para abastecer la creciente demanda energética.

Particularmente la zona sur de la provincia de Entre Ríos, presenta un crecimiento demográfico constante, lo que trae aparejado un incremento constante de la demanda energética solo por crecimiento de la población, y a este hay que adicionarle que los hogares tienen un grado de electrificación mayor que hace 10 años atrás.

Por otra parte la actividad económica ha marchado a buen ritmo, esto se ve reflejado claramente en el sector de la construcción, también hubo importantes inversiones en obras públicas y portuarias que han favorecido el desarrollo de actividades, y potenciado las oportunidades de la ciudad y alrededores.

Las obras realizadas en infraestructura eléctrica, por Enersa, han respondido satisfactoriamente al crecimiento de la demanda en la zona sur de la provincia, no obstante sigue siendo necesario prever obras en zonas donde se ha registrado un aumento considerable de consumo y se espera que la tendencia siga en alza.

Este es el caso del Departamento Islas del Ibicuy que ha aumentado su potencial turístico e industrial, sumado a la pavimentación en sus accesos y terminación de la Autovía RN 14 han posicionado a esta ciudad como una alternativa de inversión interesante. Allí se radica principalmente el puerto que trabaja principalmente con embarques de madera, granos y productos forestales.

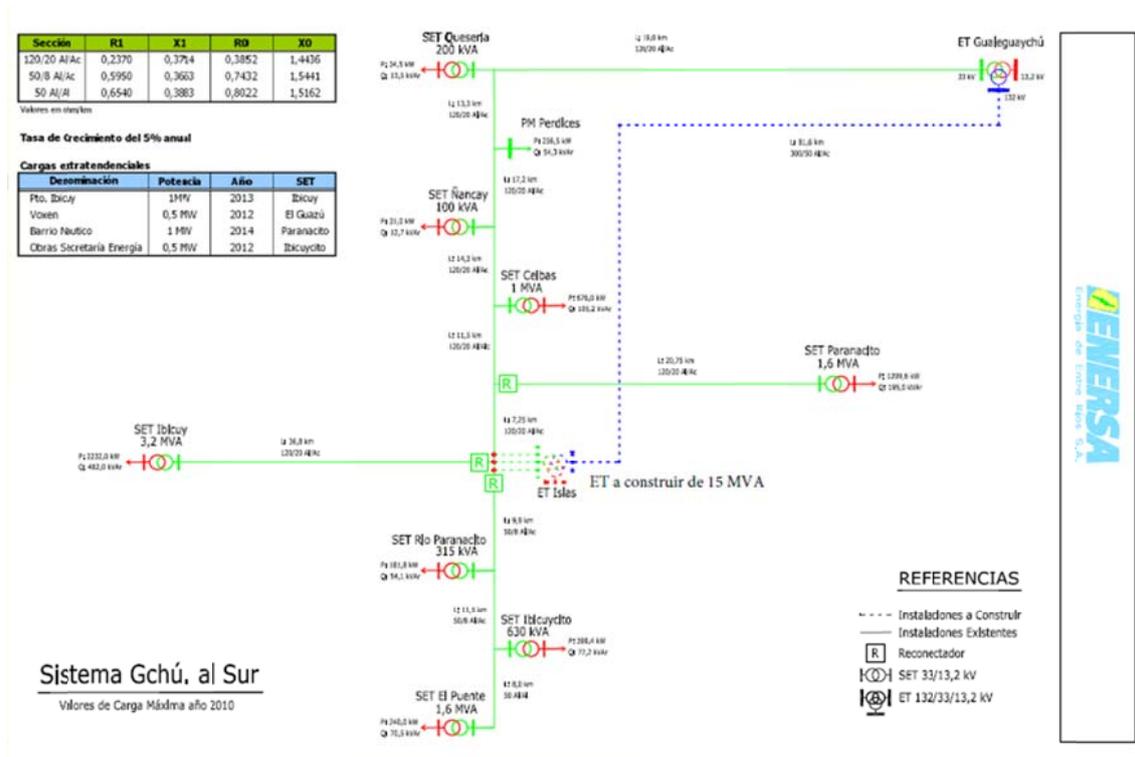
Esta obra permitirá sostener la expansión económica, el crecimiento industrial y el mejoramiento de la calidad de vida de los ciudadanos, tal como lo promueve el gobierno nacional con su impulso al desarrollo de la infraestructura en beneficio de los emprendimientos regionales.

Este proyecto propone la construcción de una Estación Transformadora junto a la construcción de la línea de 132kV que vinculará tales Estaciones Transformadoras, para mejorar la prestación del servicio eléctrico de la zona sur de la Provincia, de la forma más eficiente, competitiva y de alta calidad satisfaciendo las necesidades sociales y asegurar las condiciones técnicas y de infraestructura para el desarrollo de la zona industrial del departamento Islas del Ibicuy.

2. ANTECEDENTES.

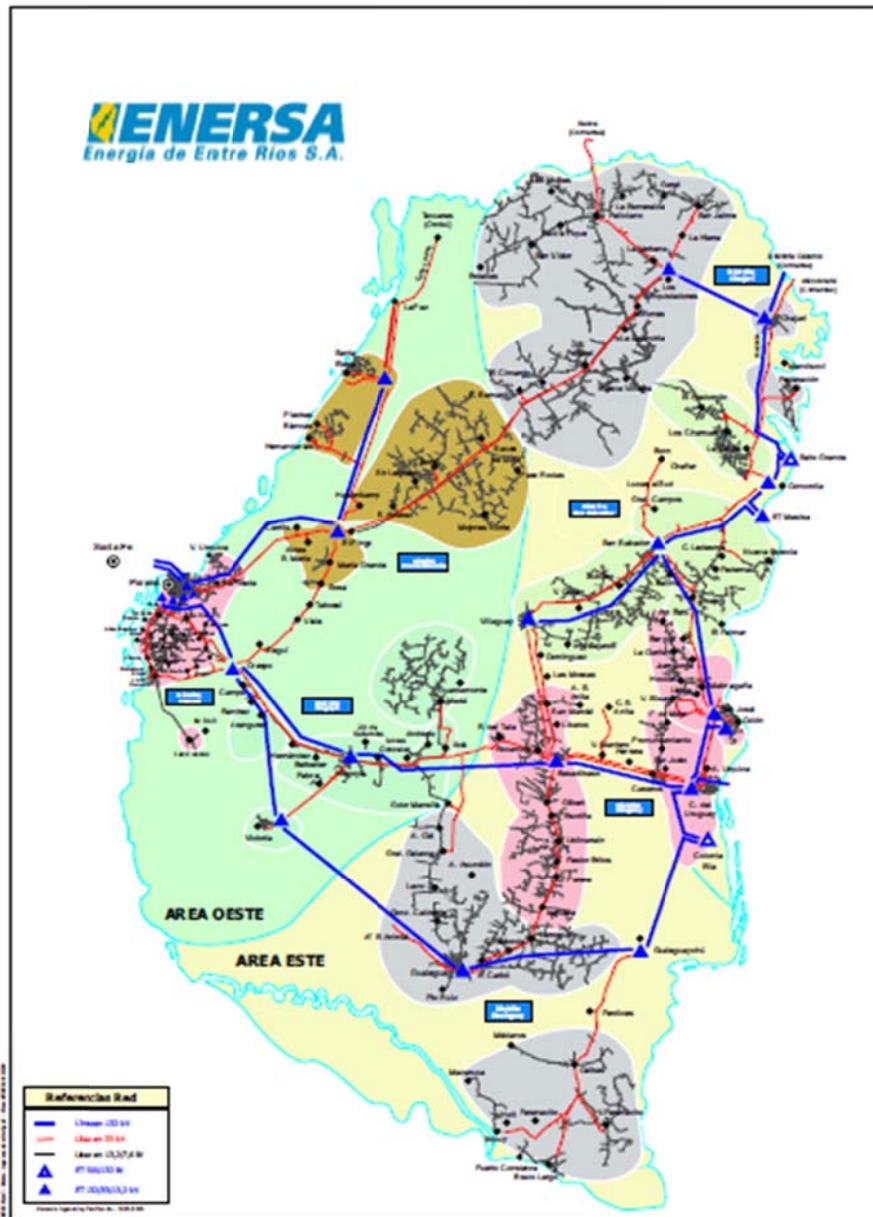
Actualmente el sistema de transmisión de la zona sur de la provincia de Entre Ríos departamento Islas del Ibicuy se encuentra conectado a la ET transformadora Gualeguaychú, vinculada mediante una línea de 33kV, de los cuales se alimentan los centros de distribución urbanos conocidos como SET Ibicuy y Paranacito entre las más relevantes. Desde estos se derivan los distintos alimentadores en MT, urbanos y rurales, en 13,2kV llegando a los centros de transformación y a los usuarios.

Particularmente esta zona, el suministro se realiza a través de un alimentador de 33kV alimentado desde la ET Gualeguaychú explotada por ENERSA de las cuales se derivan varias subestaciones de rebaje de 33/13,2kV que alimentan todo el sistema urbano y rural de la zona sur de la provincia de Entre Ríos como se ve en la siguiente imagen.



La localidad de Islas del Ibicuy y alrededores, zona de incumbencia de este proyecto, se alimenta en 33kV desde la ET Gualeguaychú, de

132kV/33kV/13,2kV y de 30MVA de potencia aparente, a través de una línea aérea con conductores de AL/Ac 120/20.



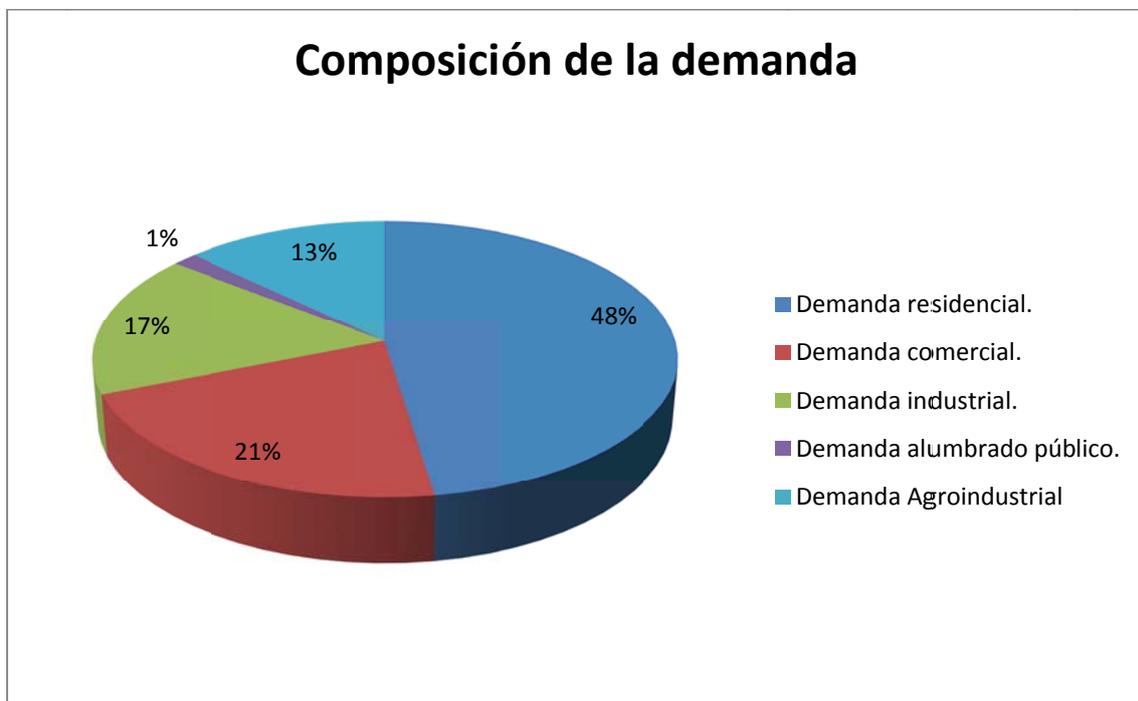
Según datos obtenidos de estadísticas de ENERSA, la demanda está compuesta principalmente por consumos residenciales e industriales, y un porcentaje de alumbrado público. También se presenta información relativa a consumo energético y demanda máxima de potencia, con sus respectivas proyecciones a futuro, que según lo previsto se espera que la demanda continúe en alza. Esto se debe al progresivo aumento demográfico tanto, y a las nuevas oportunidades para inversiones en materia turística como así también establecimientos productivos e industriales que puedan instalarse debido a las favorables condiciones que allí se presentan.

3. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA.

En este apartado se verá el comportamiento de la demanda del sistema de distribución en la región de Islas del Ibicuy, con el objetivo de estimar cuál será la demanda de energía eléctrica que deberá sustentar dicho sistema en los próximos 30 años.

La demanda está compuesta por:

- Demanda residencial.
- Demanda comercial.
- Demanda industrial.
- Demanda agroindustrial.
- Demanda alumbrado público.



Escenarios

A continuación se plantean para la estimación de la demanda máxima tres escenarios posibles. El método, para dicha estimación, es el utilizado por ENERSA, el cual es una proyección lineal basada en una tasa de crecimiento aproximada en % que se realizara a partir del año 2015.

Los tres escenarios en estudio son:

- ✓ Escenario Pesimista: 2% anual.
- ✓ Escenario Real: 5% anual.
- ✓ Escenario optimista: 8% anual.

Escenario pesimista

Tasa de crecimiento anual de la demanda 2%.

Escenario pesimista 2%				
Periodo	P (MW)	Q (MVar)	S (MVA)	Transformador en servicio
2015	5,400	2,500	5,951	T1(15MVA) - T2(15MVA)
2016	5,508	2,563	6,075	T1(15MVA) - T2(15MVA)
2017	5,618	2,627	6,202	T1(15MVA) - T2(15MVA)
2018	5,731	2,692	6,331	T1(15MVA) - T2(15MVA)
2019	5,845	2,760	6,464	T1(15MVA) - T2(15MVA)
2020	5,962	2,829	6,599	T1(15MVA) - T2(15MVA)
2021	6,081	2,899	6,737	T1(15MVA) - T2(15MVA)
2022	6,203	2,972	6,878	T1(15MVA) - T2(15MVA)
2023	6,327	3,046	7,022	T1(15MVA) - T2(15MVA)
2024	6,453	3,122	7,169	T1(15MVA) - T2(15MVA)
2025	6,583	3,200	7,319	T1(15MVA) - T2(15MVA)
2026	6,714	3,280	7,473	T1(15MVA) - T2(15MVA)
2027	6,849	3,362	7,629	T1(15MVA) - T2(15MVA)
2028	6,985	3,446	7,789	T1(15MVA) - T2(15MVA)
2029	7,125	3,532	7,953	T1(15MVA) - T2(15MVA)
2030	7,268	3,621	8,120	T1(15MVA) - T2(15MVA)
2031	7,413	3,711	8,290	T1(15MVA) - T2(15MVA)
2032	7,561	3,804	8,464	T1(15MVA) - T2(15MVA)
2033	7,713	3,899	8,642	T1(15MVA) - T2(15MVA)
2034	7,867	3,997	8,824	T1(15MVA) - T2(15MVA)
2035	8,024	4,097	9,009	T1(15MVA) - T2(15MVA)
2036	8,185	4,199	9,199	T1(15MVA) - T2(15MVA)
2037	8,348	4,304	9,392	T1(15MVA) - T2(15MVA)
2038	8,515	4,412	9,590	T1(15MVA) - T2(15MVA)
2039	8,686	4,522	9,792	T1(15MVA) - T2(15MVA)
2040	8,859	4,635	9,998	T1(15MVA) - T2(15MVA)
2041	9,036	4,751	10,209	T1(15MVA) - T2(15MVA)
2042	9,217	4,870	10,424	T1(15MVA) - T2(15MVA)
2043	9,402	4,991	10,644	T1(15MVA) - T2(15MVA)
2044	9,590	5,116	10,869	T1(15MVA) - T2(15MVA)
2045	9,781	5,244	11,098	T1(15MVA) - T2(15MVA)
2046	9,977	5,375	11,333	T1(15MVA) - T2(15MVA)
2047	10,177	5,509	11,572	T1(15MVA) - T2(15MVA)
2048	10,380	5,647	11,817	T1(15MVA) - T2(15MVA)
2049	10,588	5,788	12,067	T1(15MVA) - T2(15MVA)
2050	10,799	5,933	12,322	T1(15MVA) - T2(15MVA)

Como se puede observar en el siguiente cuadro que muestra la evolución de la potencia máxima demanda en MVA para un crecimiento del 2%, que con

un solo transformador de 15 MVA cubriría la demanda hasta el año 2050 sin tener que incorporar el segundo transformador T2.

3.1.2 Escenario real

Tasa de crecimiento anual de la demanda 5%.

Escenario real 5%				
Periodo	P (MW)	Q (MVAr)	S (MVA)	Transformador en servicio
2015	5,400	2,500	5,951	T1(15MVA) - T2(15MVA)
2016	5,670	2,625	6,248	T1(15MVA) - T2(15MVA)
2017	5,954	2,756	6,561	T1(15MVA) - T2(15MVA)
2018	6,251	2,894	6,889	T1(15MVA) - T2(15MVA)
2019	6,564	3,039	7,233	T1(15MVA) - T2(15MVA)
2020	6,892	3,191	7,595	T1(15MVA) - T2(15MVA)
2021	7,237	3,350	7,974	T1(15MVA) - T2(15MVA)
2022	7,598	3,518	8,373	T1(15MVA) - T2(15MVA)
2023	7,978	3,694	8,792	T1(15MVA) - T2(15MVA)
2024	8,377	3,878	9,231	T1(15MVA) - T2(15MVA)
2025	8,796	4,072	9,693	T1(15MVA) - T2(15MVA)
2026	9,236	4,276	10,178	T1(15MVA) - T2(15MVA)
2027	9,698	4,490	10,686	T1(15MVA) - T2(15MVA)
2028	10,183	4,714	11,221	T1(15MVA) - T2(15MVA)
2029	10,692	4,950	11,782	T1(15MVA) - T2(15MVA)
2030	11,226	5,197	12,371	T1(15MVA) - T2(15MVA)
2031	11,788	5,457	12,989	T1(15MVA) - T2(15MVA)
2032	12,377	5,730	13,639	T1(15MVA) - T2(15MVA)
2033	12,996	6,017	14,321	T1(15MVA) - T2(15MVA)
2034	13,646	6,317	15,037	T1(15MVA) - T2(15MVA)
2035	14,328	6,633	15,789	T1(15MVA) - T2(15MVA)
2036	15,044	6,965	16,578	T1(15MVA) - T2(15MVA)
2037	15,796	7,313	17,407	T1(15MVA) - T2(15MVA)
2038	16,586	7,679	18,278	T1(15MVA) - T2(15MVA)
2039	17,416	8,063	19,191	T1(15MVA) - T2(15MVA)
2040	18,286	8,466	20,151	T1(15MVA) - T2(15MVA)
2041	19,201	8,889	21,158	T1(15MVA) - T2(15MVA)
2042	20,161	9,334	22,216	T1(15MVA) - T2(15MVA)
2043	21,169	9,800	23,327	T1(15MVA) - T2(15MVA)
2044	22,227	10,290	24,494	T1(15MVA) - T2(15MVA)
2045	23,338	10,805	25,718	T1(15MVA) - T2(15MVA)
2046	24,505	11,345	27,004	T1(15MVA) - T2(15MVA)
2047	25,731	11,912	28,354	T1(15MVA) - T2(15MVA)
2048	27,017	12,508	29,772	T1(15MVA) - T2(15MVA)
2049	28,368	13,133	31,261	T1(15MVA) - T2(15MVA)
2050	29,786	13,790	32,824	T1(15MVA) - T2(15MVA)

Como se puede observar en el siguiente cuadro que muestra la evolución de la potencia máxima demanda en MVA para un crecimiento del 5%, en este escenario será necesario la incorporación de los dos transformadores en el año 2034 y en el año 2049 será necesario aumentar nuevamente la capacidad de la ET Islas o buscar otra alternativa para abastecer la demanda en el departamento Islas del Ibicuy.

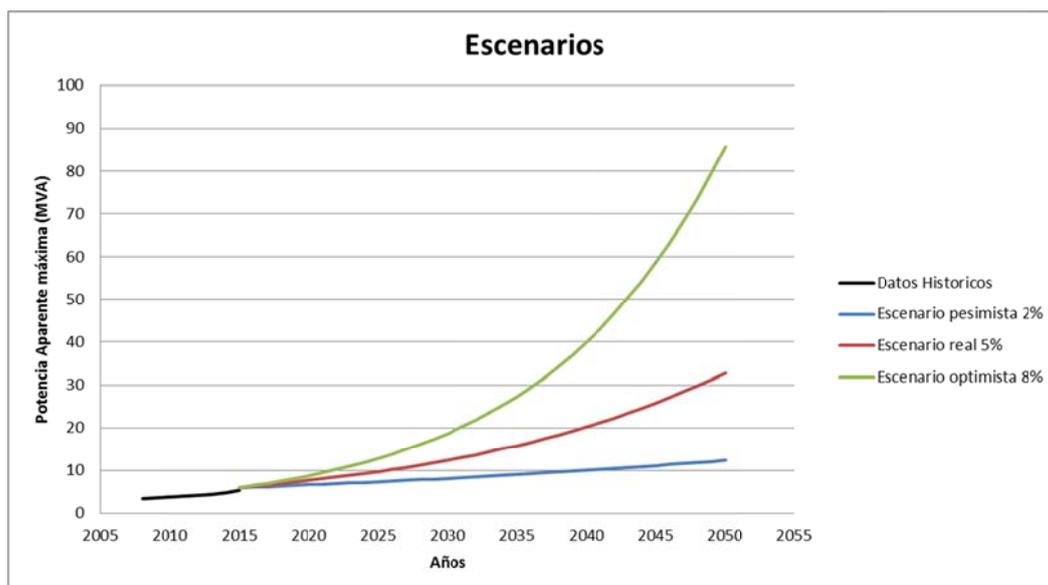
3.1.3 Escenario optimista

Tasa de crecimiento anual de la demanda 8%.

Escenario optimista 8%				
Periodo	P (MW)	Q (MVAr)	S (MVA)	Transformador en servicio
2015	5,400	2,50	5,95	T1(15MVA) - T2(15MVA)
2016	5,83	2,69	6,42	T1(15MVA) - T2(15MVA)
2017	6,30	2,89	6,93	T1(15MVA) - T2(15MVA)
2018	6,80	3,11	7,48	T1(15MVA) - T2(15MVA)
2019	7,35	3,34	8,07	T1(15MVA) - T2(15MVA)
2020	7,93	3,59	8,71	T1(15MVA) - T2(15MVA)
2021	8,57	3,86	9,40	T1(15MVA) - T2(15MVA)
2022	9,25	4,15	10,14	T1(15MVA) - T2(15MVA)
2023	10,00	4,46	10,94	T1(15MVA) - T2(15MVA)
2024	10,79	4,79	11,81	T1(15MVA) - T2(15MVA)
2025	11,66	5,15	12,75	T1(15MVA) - T2(15MVA)
2026	12,59	5,54	13,76	T1(15MVA) - T2(15MVA)
2027	13,60	5,95	14,84	T1(15MVA) - T2(15MVA)
2028	14,69	6,40	16,02	T1(15MVA) - T2(15MVA)
2029	15,86	6,88	17,29	T1(15MVA) - T2(15MVA)
2030	17,13	7,40	18,66	T1(15MVA) - T2(15MVA)
2031	18,50	7,95	20,14	T1(15MVA) - T2(15MVA)
2032	19,98	8,55	21,73	T1(15MVA) - T2(15MVA)
2033	21,58	9,19	23,45	T1(15MVA) - T2(15MVA)
2034	23,30	9,88	25,31	T1(15MVA) - T2(15MVA)
2035	25,17	10,62	27,32	T1(15MVA) - T2(15MVA)
2036	27,18	11,42	29,48	T1(15MVA) - T2(15MVA)
2037	29,36	12,27	31,82	T1(15MVA) - T2(15MVA)
2038	31,71	13,19	34,34	T1(15MVA) - T2(15MVA)
2039	34,24	14,18	37,06	T1(15MVA) - T2(15MVA)
2040	36,98	15,25	40,00	T1(15MVA) - T2(15MVA)
2041	39,94	16,39	43,17	T1(15MVA) - T2(15MVA)
2042	43,14	17,62	46,59	T1(15MVA) - T2(15MVA)
2043	46,59	18,94	50,29	T1(15MVA) - T2(15MVA)
2044	50,31	20,36	54,28	T1(15MVA) - T2(15MVA)
2045	54,34	21,89	58,58	T1(15MVA) - T2(15MVA)
2046	58,69	23,53	63,23	T1(15MVA) - T2(15MVA)
2047	63,38	25,29	68,24	T1(15MVA) - T2(15MVA)
2048	68,45	27,19	73,65	T1(15MVA) - T2(15MVA)
2049	73,93	29,23	79,50	T1(15MVA) - T2(15MVA)
2050	79,84	31,42	85,80	T1(15MVA) - T2(15MVA)

Como se puede observar en el siguiente cuadro que muestra la evolución de la potencia máxima demanda en MVA para un crecimiento del 7,5%, en este escenario será necesario la incorporación de los dos transformadores en el año 2028 y en el año 2038 será necesario aumentar nuevamente la capacidad de la ET Islas o buscar otra alternativa para abastecer la demanda en el departamento Islas del Ibicuy.

A continuación se puede observar un gráfico donde se compara la evolución de la demanda, para los distintos escenarios, dentro de los próximos 30 años.



4. IDEA Y NECESIDAD

En virtud de lo expuesto anteriormente, se plantea la necesidad de mejorar la confiabilidad y ampliar la capacidad de las instalaciones existentes para garantizar el servicio a los usuarios. Dado el potencial que presenta actualmente la zona, y teniendo en cuenta la magnitud de algunas actividades que allí se realizan, sería inviable continuar abasteciendo la demanda en 33kV desde la ET Gualeguaychú considerando la distancia que separa a los puntos de mayor consumo del inicio de la línea.

Debido a esto, las instalaciones de esta zona se encuentran cada vez más solicitadas, debilitando la confiabilidad del sistema en MT.

El propósito de este proyecto es presentar una alternativa para asegurar el suministro y confiabilidad del sistema eléctrico de la red de MT de la zona sur de la provincia de Entre Ríos, garantizando las condiciones técnicas y de infraestructura para el desarrollo de todas las actividades que allí se realizan.

Para esto la empresa ENERSA consta de un terreno de una hectárea para la construcción de una nueva estación transformadora que será alimentada desde Gualeguaychú por una línea en 132kV sin construir, hasta

dicha estación la cual se llamará ET Islas, la cual se radicara próxima a los centros de consumos, brindando una mejor prestación de servicio y confiabilidad al sistema en 33kV que se tiene actualmente.

5. VISIÓN - MISIÓN

Visión

Mejorar la prestación de servicio eléctrico de la zona sur de la provincia de Entre Ríos, de una manera eficiente, competitiva y de alta calidad que satisfagan las necesidades tanto domiciliarias e industriales.

Misión

Construir un nuevo vínculo energético, que vincule a las localidades del sur de la provincia con el sistema de transmisión provincial, capaz de abastecer los requerimientos de potencia y consumo eléctrico previstos dentro de los parámetros establecidos por el EPRE.

6. OBJETIVOS

Objetivo General

Construir un nexo con el sistema provincial, obteniendo así un nuevo punto de abastecimiento para las instalaciones de ENERSA

Incrementar la capacidad operativa de las instalaciones de ENERSA para la zona sur de la provincia de Entre Ríos.

Aliviar el estado de carga de las instalaciones de ENERSA en la zona sur de la provincia.

Contribuir al desarrollo y mallado de la red de transporte de 132 kV

Creación de una nueva red de distribución en 13,2 kV con la que alimentará a las nuevas cargas de creciente expansión en las áreas de las Islas del Ibicuy y proximidades.

Objetivos Específicos:

Abastecer la creciente demanda de la zona sur de la ciudad de Ibicuy.

Ahorro en la compra de energía en distintos niveles de tensión.

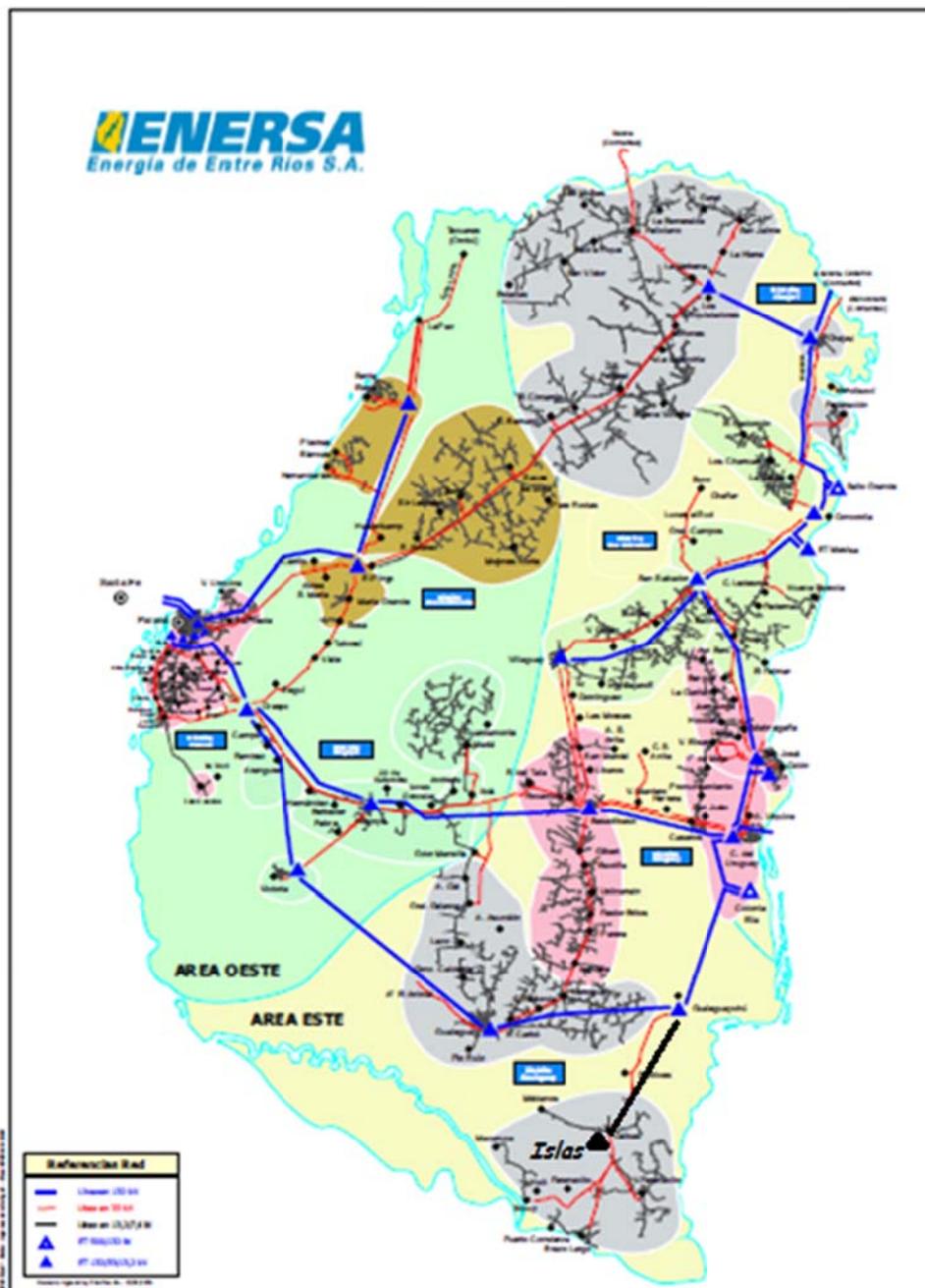
Mejorar las condiciones de infraestructura para el desarrollo del sur de la provincia de Entre Ríos.

7. SOLUCION PROPUESTA.

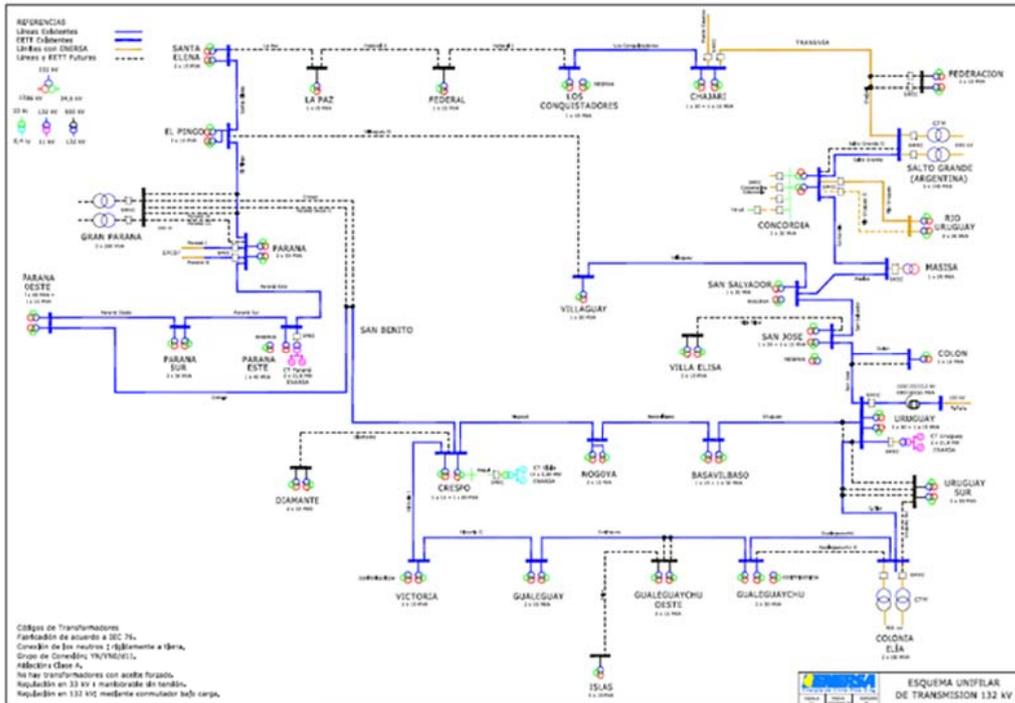
Desde hace ya varios años ENERSA se ha hecho propietaria de un terreno en el sur de la provincia con la idea de que, cuando llegue el momento, construir nodo de abastecimiento de energía para así lograr una distribución proporcional entre sus centros de suministros y cargas.

Por lo tanto, se propone la construcción de la nueva Estación Transformadora “Islas” 132/33/13,2kV de 30MVA de potencia aparente.

Esta ET será construida y operada por ENERSA quedando el sistema como muestra la siguiente imagen.



La ET de islas del Ibicuy se conectará con la ET Gualeguaychú, con una línea que funcionara en 33kV pero se diseñara en 132kV con el fin de conectarla a ET Islas en un tiempo posterior hasta que se construya la ET Gualeguaychú Oeste y de esta estación transformadora la línea funcionará con la tensión de diseño como se observa en la siguiente imagen.



8. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO.

ENERSA alimenta el departamento de Islas del Ibicuy a través de un alimentador en 33kV desde la ET Gualeguaychú.

Debido al gran incremento en la demanda eléctrica tanto residencial, turística y agroindustrial la Et Gualeguaychú no soportara dicho crecimiento, entonces surge la necesidad de crear una nueva Estación transformadora llamada Islas la cual se construirá en un predio de 100x100m con una playa intermedia de 132kV, edificio de comando de ET y sala de celdas de 33kV y 13,2kV con las siguientes características técnicas:

La playa de 132 kV tendrá una configuración simple barra, y se alimentará mediante la futura construcción de la línea de 132 kV de la ET Gualeguaychú. Constará con dos campos de transformación 132/33/13,2 kV – 15/15/10 MVA (uno futuro), y un campo de acoplamiento longitudinal de barras.

El equipamiento de playa de 132kV de cada campo de transformación estará compuesto por:

- ✓ 1 seccionador tripolar de barra c/PAT (polos paralelos).
- ✓ 1 interruptor tripolar.
- ✓ 1 banco trifásico de transformadores de corriente
- ✓ 1 banco trifásico de transformadores de tensión.

- ✓ 3 descargadores de sobretensión ZnO
- ✓ 1 transformador 132/33/13,2kV – 15/15/10 MVA.
- ✓ Malla de puesta a tierra.
- ✓ Sistema de protección contra rayos.
- ✓ Barras y cables.

En playa, las salidas MT del transformador estarán equipadas con:

- ✓ Salidas 33 kV: Un juego de descargadores de sobretensión de ZnO; 1 seccionador tripolar, conexión a Celdas 33 kV internas, alojadas en Edificio, mediante Cable subterráneo CAS 33 kV, 300 mm².
- ✓ Salidas 13,2 kV: Un juego de descargadores de sobretensión de ZnO; 1 seccionador tripolar, conexión a Celdas 13,2 kV internas, alojadas en Edificio, mediante Cable subterráneo CAS 13,2 kV, 400 mm².

La misma estará ubicada en la localidad de ceibas sobre ruta nacional N° 12 en el km 142 y 143. Se encontrará alejada de la concentración poblacional y de zonas inundables.



9. LEYES Y NORMATIVAS VIGENTES

Ley N° 24065 – Régimen de la Energía Eléctrica

Resolución N° 77/1998 SE Nación

Resolución N° 1169/08 SE Nación

Anexo I de la Resolución 153/14

Anexo II de la Resolución 153/14

AEA 95301 – Reglamentación de Líneas Aéreas Exteriores de Media y Alta Tensión

AEA 95101 – Reglamentación sobre Líneas Subterráneas Exteriores de Energía y Telecomunicaciones

Reglamentación para estaciones transformadoras – AEA 95402.

Protecciones contra descargas eléctricas atmosféricas – IRAM 2184.

IEEE Guide for safety in AC substation grounding IEEE Std. 80 - 2000.

Transformadores de corriente – IRAM 2344 – 1.

Transformadores de tensión – IRAM 2344 – 2.

Descargadores de óxido metálico sin explosores para corriente alterna –IRAM 2344–1.

Interruptores – IEC 62271 - 100.

Seccionadores – IEC 62271 – 102.

10. ANÁLISIS FODA

Fortalezas

Vida útil elevada y mantenimiento mínimo.

Impacto socio-ambiental mínimo.

Mayor potencia en AT para suministro de la zona sur de la Provincia de Entre Ríos.

Nuevo vínculo de abastecimiento con el sistema provincial.

Ahorro en la compra de energía.

Aliviar la carga en las instalaciones de la zona sur de la provincia.

Posibilidad de expansión y vinculación con otros sistemas.

Instalación alejada de la zona urbana.

Oportunidades

Venta de energía a las distintas empresas ubicadas en la zona y el puerto.

Atracción a nuevas industrias a radicarse en la sur de la provincia.

Ampliar la red de 132 kV de la provincia.

Mejorar la calidad del servicio eléctrico.

Desarrollar nuevas actividades industriales y turismo gracias a la disponibilidad de potencia.

Fortalecer el vínculo con el sistema provincial.

Debilidades

Inversión inicial elevada.

Salida de servicio por falla en barras de la ET Gualeguaychú y/o LAT 132 kV.

Interferencia con las instalaciones existentes.

Amenazas

Riesgo de inundaciones debido a la zona.

No suministrar energía a las empresas radicadas en la zona.

Crecimiento de la demanda menor al esperado.

Incremento del costo del equipamiento al momento de la compra.

Demoras en la finalización de la obra por condiciones.

Oposición a la ejecución de la obra por parte de los pobladores del lugar.

11. PLANIFICACION DE LAS OBRAS

En el inicio de la ejecución de las obras se procederá al replanteo de las estructuras parte de la obra y se procederá con las tareas de preparación del terreno.

Las mismas consistirán básicamente en desmonte y limpieza del área en donde estará ubicada la ET. Se deberá remover arboles plantas y malezas, debiendo retirar también cualquier materias, estructura o desecho visible existente en el mismo.

El desmonte y limpieza será en toda el área de la construcción y el terreno deberá estar nivelado y estudiado es decir conocer las características físicas y mecánicas del subsuelo en donde se pretenda proyectar y construir la subestación eléctrica de distribución para brindar una construcción segura y confiable. Y demás obras como las alcantarillas, cerramiento externo, portón de acceso, iluminación y demás instalaciones de servicio (agua, electricidad y cloacas de ser posible). Se confecciona según el proyecto las mallas de puesta a tierra de la ET con las excavaciones que correspondan para luego proceder a la pavimentación del predio, hacer las fundaciones y soportes para terminar con la construcción del edificio del predio.

Luego se procederá a la construcción de sala de mandos (kioscos) de la ET que se harán mediante ayuda de grúas.

Finalizada esta etapa se comenzaran a ubicar los pórticos para la colocación de los interruptores de potencia, transformadores de medidas, descargadores, etc.

Luego se hará el montaje del transformador de potencia en el cual se coloran los radiadores de refrigeración, tanque de expansión, Bushing de lado de AT y BT, Llenado del aceite aislante.

Luego se hará el tendido de los conductores para la conexión de las distintas partes de la estación.

Luego se realizará la sala de mando con el conexionado para la monitorización de la ET con sus respectivos tableros de mandos.

Como fin de la obra se harán las pruebas correspondientes de vacío y puesta en servicio.

La planificación se realizó teniendo en cuenta los estudios de demanda. En función de los mismos, y tomando como base el escenario real, se proyectó realizar las obras en dos etapas, que se describen a continuación:

Descripción de las actividades.

La planificación de la construcción se compone de 5 fases:

- 1) Obtención de toda la información y documentación necesaria, previa al diseño del proyecto.
- 2) Diseño del proyecto: En esta fase se desarrolla el proyecto fin de carrera, y posteriormente, la ingeniería de detalle.
- 3) Fase de movimiento de tierras y obra civil.
- 4) Montaje electromecánico.
- 5) Pruebas en vacío y puesta en servicio

Se prevé que la estación de Islas del Ibicuy estará completamente terminada el 26 de diciembre de 2017 con una duración en días de 568. Representada en un diagrama de Gantt y Pert en la siguiente página (cronograma):

Diagrama de Gantt.

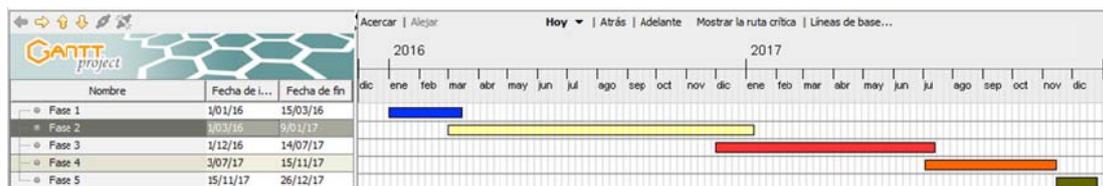


Diagrama de Pert.

Fase 1
Inicio: 1/01/16
Fin: 16/03/16
Duración: 53

Fase 2
Inicio: 1/03/16
Fin: 10/01/17
Duración: 225

Fase 3
Inicio: 1/12/16
Fin: 15/07/17
Duración: 162

Fase 4
Inicio: 3/07/17
Fin: 16/11/17
Duración: 98

Fase 5
Inicio: 15/11/17
Fin: 27/12/17
Duración: 30

12. PRESUPUESTO DE OBRA

Para realizar esta obra que no está en curso “Estación Transformadora Islas”, que será del tipo intemperie con sistema de simple barra en 132 kV, que tendrá “dos campos de líneas y dos transformadores de potencia de 132/33/13,2 kV 2x15/15/10 MVA” serán necesario aproximadamente para la realización de la misma una suma aproximadamente 36 millones de pesos. Es necesario destacar que estos costos son estimados siendo los costos finales resultado de la ingeniería de detalle.

El siguiente cuadro presenta el presupuesto estimado para la realización del proyecto

Presupuesto ET Islas					
Obra Civil					
Item	Descripción	Unidad	Total	P. Unitario	P. Total
1	Adquisición del Terreno	1	10000	\$ 300,00	\$ 3.000.000,00
2	Limpieza del terreno y movimiento de suelos	1	Global	\$ 500.000,00	\$ 500.000,00
3	Cañeros camaras de registro	1	Global	\$ 20.000,00	\$ 20.000,00
4	Pavimento de Ingreso	1	Global	\$ 28.000,00	\$ 28.000,00
5	Alcantarilla y camino de acceso	1	Global	\$ 43.000,00	\$ 43.000,00
6	Cerco perimetral y porton de acceso	1	Global	\$ 200.000,00	\$ 200.000,00
7	Fundaciones H ² S ⁹ para equipos	1	Global	\$ 70.000,00	\$ 70.000,00
8	Fundaciones para estructuras soporte	1	Global	\$ 40.000,00	\$ 40.000,00
9	Base y batea colectora transformador	1	Global	\$ 12.000,00	\$ 12.000,00
10	Estructuras para barra de 132 kV	1	Global	\$ 25.000,00	\$ 25.000,00
11	Estructuras para barra de 33 kV	1	Global	\$ 18.000,00	\$ 18.000,00
12	Estructuras para barra de 13,2 kV	1	Global	\$ 18.000,00	\$ 18.000,00
13	Estructuras para equipos de playa	1	Global	\$ 60.000,00	\$ 60.000,00
14	Retroexcavadora	50	Hora	\$ 400,00	\$ 20.000,00
15	Mano de Obra	800	Hora	\$ 600,00	\$ 480.000,00
TOTAL OBRAS CIVILES					\$ 4.534.000,00

Presupuesto ET Islas					
Provisiones					
Item	Descripción	Unidad	Total	P. Unitario	P. Total
1	Transformador de potencia 30/30/20MVA, 132/33/13,2kV; con accesorios, ensayado.	Pza	2	\$ 5.900.000,00	\$ 11.800.000,00
2	Transformador de servicios auxiliares (13,2/0,4-0,231kV - 160 kVA); ensayado, con accesorios, s/IRAM 2250	Pza	1	\$ 68.000,00	\$ 68.000,00
3	Transformador para la formación de neutro artif	Pza	1	\$ 123.000,00	\$ 123.000,00
4	Interruptor tripolar 132 kV	Pza	3	\$ 302.700,00	\$ 908.100,00
5	Seccionador tripolar 132 kV, PP, con cuchilla PAT	Pza	3	\$ 156.935,00	\$ 470.805,00
6	Transformador de corriente 132 kV	Grupo	3	\$ 232.950,75	\$ 698.852,25
7	Transformador de tensión 132kV	Grupo	3	\$ 232.950,75	\$ 698.852,25
8	Descargador de sobretensión 132 kV c/ cont des	Pza	6	\$ 24.000,00	\$ 144.000,00
9	Aislador soporte 132 kV	Pza	6	\$ 6.900,00	\$ 41.400,00
10	Descargador sobretensión 33 kV	Pza	6	\$ 1.700,00	\$ 10.200,00
11	Descargador sobretensión 13,2 kV	Pza	6	\$ 1.200,00	\$ 7.200,00
12	Seccionador tripolar 33 kV	Pza	2	\$ 49.700,00	\$ 99.400,00
13	Seccionador tripolar 13,2 kV	Pza	2	\$ 43.170,00	\$ 86.340,00
14	Sistema de barra 132 kV, prot contra desc atmos	Global	1	\$ 270.000,00	\$ 270.000,00
15	Sistema de puesta a tierra	Global	1	\$ 385.000,00	\$ 385.000,00
16	Sistema de Iluminación	Global	1	\$ 69.000,00	\$ 69.000,00
17	Gabinetes de control	Global	1	\$ 790.000,00	\$ 790.000,00
18	Cables MT	Grupo	2	\$ 325.000,00	\$ 650.000,00
19	Cables BT	Grupo	3	\$ 54.000,00	\$ 162.000,00
20	Celda 33kV	Pza	9	\$ 642.000,00	\$ 5.778.000,00
21	Celda 13,2kV	Pza	6	\$ 367.000,00	\$ 2.202.000,00
22	Baterías 110 Vcc - 48 Vcc	Global	1	\$ 38.550,00	\$ 39.750,00
23	Cargador de batería de 110 Vcc y 48 Vcc	Global	1	\$ 68.000,00	\$ 695.500,00
TOTAL PROVISIONES					\$ 26.197.399,50

Presupuesto ET Islas					
Montajes y Mano de obra					
Item	Descripción	Unidad	Total	P. Unitario	P. Total
1	Transformador de potencia 30/30/20MVA, 132/33/13,2kV; con accesorios, ensayado, s/ETP y PDG	Pza	2	\$ 67.150,00	\$ 134.300,00
2	Transformador de servicios auxiliares (13,2/0,4-0,231kV - 160 kVA); ensayado, con accesorios, s/IRAM 2250 y PDG	Pza	1	\$ 20.200,00	\$ 20.200,00
3	Transformador para la formación de neutro artificial	Pza	1	\$ 20.200,00	\$ 20.200,00
4	Interruptor tripolar 132 kV	Pza	3	\$ 28.000,00	\$ 84.000,00
5	Seccionador tripolar 132 kV, PP, con cuchilla PAT	Pza	3	\$ 12.000,00	\$ 36.000,00
6	Transformador de corriente 132 kV	Grupo	3	\$ 11.800,00	\$ 35.400,00
7	Transformador de tensión 132kV	Grupo	3	\$ 11.800,00	\$ 35.400,00
8	Descargador de sobretensión 132 kV c/ cont descarg	Pza	6	\$ 12.200,00	\$ 73.200,00
9	Aislador soporte 132 kV	Pza	6	\$ 2.900,00	\$ 17.400,00
10	Descargador sobretensión 33 kV	Pza	6	\$ 1.800,00	\$ 10.800,00
11	Descargador sobretensión 13,2 kV	Pza	6	\$ 1.800,00	\$ 10.800,00
12	Seccionador tripolar 33 kV	Pza	2	\$ 4.000,00	\$ 8.000,00
13	Seccionador tripolar 13,2 kV	Pza	2	\$ 4.000,00	\$ 8.000,00
14	Sistema de barra 132 kV, prot contra desc atmosfér	Global	1	\$ 97.900,00	\$ 97.900,00
15	Sistema de puesta a tierra	Global	1	\$ 187.075,20	\$ 187.075,20
16	Sistema de Iluminación	Global	1	\$ 27.682,20	\$ 27.682,20
17	Gabinetes de control	Global	1	\$ 39.200,00	\$ 39.200,00
18	Cables MT	Grupo	2	\$ 14.480,80	\$ 28.961,60
19	Celda 33kV	Pza	9	\$ 8.363,00	\$ 75.267,00
20	Celda 13,2kV	Pza	6	\$ 6.640,00	\$ 39.840,00
21	Batería 110 Vcc	Global	1	\$ 4.867,20	\$ 4.867,20
22	Batería 48 Vcc	Global	1	\$ 4.258,80	\$ 4.258,80
23	Cargador de batería de 110 Vcc y 48 Vcc	Global	1	\$ 2.068,95	\$ 2.068,95
24	Ensayos, Puesta en Servicio	Global	1	\$ 441.480,00	\$ 441.480,00
25	Costos varios	10% total de la obra			\$ 3.217.370,00
				TOTAL MONTAJE Y MANO DE OBRA	\$ 4.659.670,95

TOTAL COSTO DEL PROYECTO \$ 35.391.070,45

13. RIESGOS

Riesgos del Mercado

El riesgo que puede ocurrir sobre el mercado es que el crecimiento real de la demanda de energía eléctrica sea menor al estimado, con esto los ingresos se verán reducidos.

La evolución del mercado emergente de energías renovables podría cubrir parte de la demanda futura de la región y así la demanda real, para la empresa, sería menor a la estimada.

Potencia instalada ociosa debida a la falta de inversión en distribución, con esto se impide extender el mercado a nuevos usuarios.

Riesgos Económicos.

El crecimiento de la economía puede ser menor al previsto.

Aumento elevado en el precio del cuadro tarifario, lo que podría provocar un estancamiento en el consumo de energía eléctrica.

Aumento de los costos financieros, lo cual podría llevar a la no rentabilidad de la inversión.

14. PLAN DE MARKETING

Investigación del mercado

Durante estos últimos años la zona en cuestión ha alcanzado un desarrollo que era impensado años atrás, esto se debe principalmente a obras de infraestructura que se han llevado a cabo por parte de la nación, provincia y municipios locales. Tal es el caso de la conclusión de las obras de la autovía RN 14, que sumada con el puerto, han posicionado a la zona estratégicamente para el desarrollo de actividades tanto turísticas como productivas. Este escenario altamente favorable para la región, que ha impulsado su desarrollo, ha generado también un incremento en la demanda y los requerimientos energéticos. Las instalaciones existentes no han sido previstas para tal desarrollo, teniendo en cuenta que fueron proyectadas para cuando la zona era prácticamente rural y con procesos productivos relacionados con la actividad del puerto, actividad pesquera y plantaciones de arroz básicamente. Por lo tanto se hace necesario la actualización de las instalaciones. Debido al carácter social de este proyecto, no se busca obtener una rentabilidad neta del mismo, sino satisfacer las necesidades de la población e industrias locales pudiendo potenciar su desarrollo obteniendo beneficios a futuro para toda la sociedad.

Segmentación

El proyecto se realiza en base a las instalaciones que posee y la opera ENERSA, condicionado por factores sociales y económicos muy marcados. Por lo que será presentado tanto a las autoridades de ENERSA como así también a empresarios locales, directivos provinciales, municipales y otras instituciones estatales interesadas.

Diferenciación

Este proyecto viene a solucionar los inconvenientes presentados hace ya algunos años, referidos a caída de tensión y sobrecarga del transformador

principal, que fueron transitoriamente salvados a través de soluciones de corto plazo. Actualmente se presenta la oportunidad de proyectar a mediano y largo plazo garantizando la calidad y continuidad del servicio eléctrico, necesaria para el bienestar de la población y la proyección de la zona a futuro.

Posición

Con la concreción de la obra, queda garantizado el servicio eléctrico dentro de los parámetros establecidos por el EPRE por un mínimo de 30 años, que se estima es la vida útil del proyecto. Esto abre las puertas a nuevas oportunidades de inversión en diversos campos, posicionando y potenciando toda la zona sur de la provincia de Entre Ríos.

Las posibles sanciones y multas que se puedan presentar de mantener el sistema eléctrico actual, serían evitadas logrando, además de un importante ahorro económico, un mejor posicionamiento de la empresa en la sociedad y una imagen positiva hacia la misma.

Comunicación

La propuesta, de ser concretada, será publicada en los diversos medios audiovisuales disponibles tanto por parte de ENERSA como de los diversos organismos públicos que intervengan en su ejecución. Como consigna fundamental de la difusión, será la de transmitir los beneficios inmediatos que la obra representará para la población, y también los beneficios indirectos que trae aparejada la construcción de una obra de esta magnitud con su proyección a futuro.

15. ANÁLISIS ECONÓMICO – FINANCIERO.

Financiamiento.

El monto de la inversión a realizar es de \$35.391.070, el 20% es aportado por la empresa ENERSA y el restante 80% es cedido por el Banco de Inversión y Comercio Exterior (BICE) mediante un préstamo con las siguientes características:

- Monto financiado: \$35.391.070
- Plazo del crédito: 10 años
- Periodo de gracia: 2 años (no se pagan las cuotas del préstamo)
- Frecuencia de amortización: Anual
- Sistema de Amortización: Alemán (capital fijo e interés decreciente).
- Tasa de Interés: es combinada determinada en función de las ventas anuales. El componente fijo de la tasa será de 12% (TNA). El componente variable es determinado sobre la base de la tasa Badlar bancos Privados. Las ventas anuales de ENERSA superan los \$300

millones y por ello la tasa de interés se compone de un 30% de tasa fija y un 70% de tasa variable.

Para más detalles sobre el cálculo del pago del préstamo ver el archivo Financiación.

Recupero de la inversión.

El capital invertido para la realización del proyecto es recuperado por medio de la venta y comercialización de la energía y una parte es recuperada como ahorro debido a los transformadores retirados que se encuentran en buen estado y la empresa puede utilizar.

Ingresos.

El principal ingreso del proyecto proviene del aumento del volumen de venta de energía que el proyecto permitiría obtener. Los clientes de la empresa son algunos de los contemplados por el cuadro tarifario provincial (EPRE Resolución 153/13), por ello se utiliza dicho cuadro tarifario para el cálculo de la facturación debida a la venta de energía y un subsidio del estado de 3 millones de pesos.

Egresos.

Como egreso inicial se tiene la inversión la cual se compone en un 20 % de capital propio de la empresa y un 80% cedido por el Banco de Inversión y Comercio exterior (BICE) mediante un préstamo. Además, éste préstamo tiene un costo financiero, el cual es un egreso más.

La Empresa realiza la compra de energía a un nivel de 132 kV, es decir que se considera en el cuadro tarifario la tarifa 5 (Otros Distribuidores Provinciales) Vinculación superior 132 kV. Mediante ésta tarifa se calcula el egreso debido a la compra de energía.

El gasto de operación y mantenimiento tiene en cuenta las líneas de 132 kV, la estación transformadora, las líneas de MT, las líneas de BT y todas las compras que sean necesarias para la operación y mantenimiento del servicio.

Otro egreso importante son los gastos de Administración y los gastos de Comercialización, que se estiman en un porcentaje de las ganancias.

Por último se tiene el egreso que corresponde al impuesto a las ganancias, el cual es el 35% de la utilidad entre los ingresos y los egresos.

Flujo de fondos.

El flujo de fondos se realizó para los tres escenarios de crecimiento de la demanda estudiados.

Escenario pesimista.

Balance		0	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Ingresos	Venta de Energía		\$34.605.752	\$36.780.682	\$39.086.590	\$41.531.138	\$44.122.424	\$46.869.011	\$49.779.950	\$52.864.811	\$56.133.708	\$59.597.333
	Material Recuperado	\$5.900.000										
	Subsidio del estado				\$500.000	\$500.000	\$500.000	\$500.000	\$500.000	\$500.000	\$500.000	\$500.000
	Préstamo Banco BICE	\$21.690.560										
	Total de Ingresos	\$27.590.560	\$34.605.752	\$36.780.682	\$39.586.590	\$42.031.138	\$44.622.424	\$47.369.011	\$50.279.950	\$53.364.811	\$56.633.708	\$60.097.333
Egresos	Inversión Inicial	\$32.113.200										
	Compra de Energía		\$13.202.817	\$13.892.968	\$14.619.127	\$15.383.169	\$16.187.069	\$17.032.900	\$17.922.846	\$18.859.205	\$19.844.393	\$20.880.951
	Costos de Operación y Mantenimiento		\$13.804.893	\$14.762.576	\$15.781.514	\$16.865.440	\$18.018.304	\$19.244.292	\$20.547.832	\$21.933.616	\$23.406.608	\$24.972.066
	Costos de Administración		\$3.103.426	\$3.318.719	\$3.547.782	\$3.791.455	\$4.050.627	\$4.326.236	\$4.619.280	\$4.930.813	\$5.261.951	\$5.613.875
	Costos de Comercialización		\$2.568.352	\$2.746.526	\$2.936.096	\$3.137.756	\$3.352.243	\$3.580.333	\$3.822.852	\$4.080.673	\$4.354.718	\$4.645.966
	Cuota incluido costo financiero				\$3.077.390	\$3.077.390	\$3.077.390	\$3.077.390	\$3.077.390	\$3.077.390	\$3.077.390	\$3.077.390
	Total de Egresos	\$32.113.200	\$32.679.488	\$34.720.788	\$39.961.908	\$42.255.210	\$44.685.632	\$47.261.150	\$49.990.200	\$52.881.696	\$55.945.059	\$59.190.248
	Utilidad antes de Ganancias	-\$4.522.640	\$1.926.264	\$2.059.894	-\$375.318	-\$224.072	-\$63.208	\$107.860	\$289.750	\$483.115	\$688.649	\$907.085
Impuestos a las Ganancias (35%)	\$ -	\$ 577.879	\$ 617.968	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 32.358	\$ 86.925	\$ 144.935	\$ 206.595	\$ 272.125	
Flujo Neto	-\$4.522.640	\$1.348.385	\$1.441.926	-\$375.318	-\$224.072	-\$63.208	\$75.502	\$202.825	\$338.181	\$482.054	\$634.959	
Flujo Acumulado	-\$4.522.640	-\$3.174.255	-\$1.732.329	-\$2.107.647	-\$2.331.719	-\$2.394.927	-\$2.319.424	-\$2.116.599	-\$1.778.419	-\$1.296.365	-\$661.405	

2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
\$63.266.986	\$67.154.610	\$71.272.830	\$75.634.985	\$80.255.174	\$85.148.294	\$90.330.088	\$95.817.191	\$101.627.179	\$107.778.623	\$114.291.143	\$121.185.469	\$128.483.499	\$136.208.369	\$144.384.517	\$153.037.759	\$162.195.363	\$171.886.134	\$182.140.494	\$192.990.574	\$204.470.311
\$500.000	\$500.000																			
\$63.766.986	\$67.654.610	\$71.272.830	\$75.634.985	\$80.255.174	\$85.148.294	\$90.330.088	\$95.817.191	\$101.627.179	\$107.778.623	\$114.291.143	\$121.185.469	\$128.483.499	\$136.208.369	\$144.384.517	\$153.037.759	\$162.195.363	\$171.886.134	\$182.140.494	\$192.990.574	\$204.470.311
\$21.971.555	\$23.119.016	\$24.326.294	\$25.596.503	\$26.932.917	\$28.338.982	\$29.818.320	\$31.374.744	\$33.012.266	\$34.735.102	\$36.547.692	\$38.454.703	\$40.461.045	\$42.571.885	\$44.792.657	\$47.129.076	\$49.587.155	\$52.173.220	\$54.893.923	\$57.756.263	\$60.767.602
\$26.635.553	\$28.402.958	\$30.280.515	\$32.274.821	\$34.392.856	\$36.642.007	\$39.030.091	\$41.565.378	\$44.256.619	\$47.113.071	\$50.144.526	\$53.361.344	\$56.774.483	\$60.395.532	\$64.236.750	\$68.311.100	\$72.632.294	\$77.214.830	\$82.074.038	\$87.226.131	\$92.688.247
\$5.987.837	\$6.385.161	\$6.807.248	\$7.255.580	\$7.731.727	\$8.237.350	\$8.774.206	\$9.344.155	\$9.949.162	\$10.591.311	\$11.272.800	\$11.995.961	\$12.763.256	\$13.577.290	\$14.440.820	\$15.356.759	\$16.328.190	\$17.358.373	\$18.450.753	\$19.608.975	\$20.836.893
\$4.955.452	\$5.284.271	\$5.633.584	\$6.004.618	\$6.398.671	\$6.817.118	\$7.261.412	\$7.733.094	\$8.233.790	\$8.765.222	\$9.329.214	\$9.927.692	\$10.562.694	\$11.236.378	\$11.951.023	\$12.709.042	\$13.512.985	\$14.365.550	\$15.269.589	\$16.228.117	\$17.244.325
\$3.077.390	\$3.077.390	\$3.077.390	\$3.077.390	\$3.077.390	\$3.077.390	\$3.077.390	\$3.077.390	\$3.077.390	\$3.077.390	\$3.077.390	\$3.077.390	\$3.077.390	\$3.077.390	\$3.077.390	\$3.077.390	\$3.077.390	\$3.077.390	\$3.077.390	\$3.077.390	\$3.077.390
\$62.627.786	\$66.268.796	\$70.125.031	\$74.208.912	\$78.533.561	\$83.112.846	\$87.961.419	\$93.094.761	\$98.529.227	\$104.282.096	\$110.371.622	\$116.817.089	\$123.614.478	\$127.781.085	\$135.421.250	\$143.505.977	\$152.060.625	\$161.111.972	\$170.688.302	\$180.819.486	\$191.537.067
\$1.139.199	\$1.385.814	\$1.147.799	\$1.426.074	\$1.721.614	\$2.035.449	\$2.368.670	\$2.722.431	\$3.097.953	\$3.496.527	\$3.919.521	\$4.368.379	\$7.922.021	\$8.427.284	\$8.963.267	\$9.531.781	\$10.134.739	\$10.774.162	\$11.452.191	\$12.171.088	\$12.933.244
\$ 341.760	\$ 415.744	\$ 344.340	\$ 427.822	\$ 516.484	\$ 610.635	\$ 710.601	\$ 816.729	\$ 929.386	\$ 1.048.958	\$ 1.175.856	\$ 1.310.514	\$ 2.376.606	\$ 2.528.185	\$ 2.688.980	\$ 2.859.534	\$ 3.040.422	\$ 3.232.249	\$ 3.435.657	\$ 3.651.326	\$ 3.879.973
\$797.439	\$970.070	\$803.459	\$998.252	\$1.205.130	\$1.424.814	\$1.658.069	\$1.905.701	\$2.168.567	\$2.447.569	\$2.743.665	\$3.057.866	\$5.545.415	\$5.899.098	\$6.274.287	\$6.672.247	\$7.094.317	\$7.541.914	\$8.016.534	\$8.519.762	\$9.053.271
\$136.034	\$1.106.104	\$1.909.563	\$2.907.815	\$4.112.944	\$5.537.758	\$7.195.827	\$9.101.529	\$11.270.095	\$13.717.665	\$16.461.329	\$19.519.195	\$25.064.610	\$30.963.708	\$37.237.995	\$43.910.242	\$51.004.559	\$58.546.473	\$66.563.007	\$75.082.769	\$84.136.039

Escenario Real.

Balance		0	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Ingresos	Venta de Energía		\$39.157.274	\$42.465.698	\$46.007.072	\$49.796.419	\$53.849.683	\$58.183.782	\$62.816.667	\$67.767.381	\$73.056.124	\$78.704.324
	Material Recuperado	\$5.900.000										
	Subsidio del estado				\$500.000	\$500.000	\$500.000	\$500.000	\$500.000	\$500.000	\$500.000	\$500.000
	Préstamo Banco BICE	\$21.690.560										
	Total de Ingresos	\$27.590.560	\$39.157.274	\$42.465.698	\$46.507.072	\$50.296.419	\$54.349.683	\$58.683.782	\$63.316.667	\$68.267.381	\$73.556.124	\$79.204.324
Egresos	Inversión Inicial	\$32.113.200										
	Compra de Energía		\$13.447.213	\$14.207.403	\$15.009.993	\$15.857.324	\$16.751.863	\$17.696.213	\$18.693.118	\$19.745.472	\$20.856.330	\$22.028.910
	Costos de Operación y Mantenimiento		\$16.711.539	\$18.367.892	\$20.148.101	\$22.060.412	\$24.113.583	\$26.316.920	\$28.680.307	\$31.214.240	\$33.929.866	\$36.839.019
	Costos de Administración		\$3.856.509	\$4.238.744	\$4.649.562	\$5.090.864	\$5.564.673	\$6.073.135	\$6.618.532	\$7.203.286	\$7.829.969	\$8.501.312
	Costos de Comercialización		\$3.085.207	\$3.390.995	\$3.719.649	\$4.072.691	\$4.451.738	\$4.858.508	\$5.294.826	\$5.762.629	\$6.263.975	\$6.801.050
	Cuota prestamo incluido costo financiero					\$4.009.822	\$4.009.822	\$4.009.822	\$4.009.822	\$4.009.822	\$4.009.822	\$4.009.822
	Total de Egresos	\$32.113.200	\$37.100.469	\$40.205.035	\$47.537.128	\$51.091.114	\$54.891.680	\$58.954.599	\$63.296.605	\$67.935.450	\$72.889.963	\$78.180.113
	Utilidad antes de Ganancias	-\$4.522.640	\$2.056.805	\$2.260.664	-\$1.030.056	-\$794.695	-\$541.997	-\$270.817	\$20.061	\$331.930	\$666.161	\$1.024.211
	Impuestos a las Ganancias (35%)	\$ -	\$ 617.041	\$ 678.199	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 6.018	\$ 99.579	\$ 199.848	\$ 307.263
Flujo Neto	-\$4.522.640	\$1.439.763	\$1.582.465	-\$1.030.056	-\$794.695	-\$541.997	-\$270.817	\$14.043	\$232.351	\$466.313	\$716.947	
Flujo Acumulado	-\$4.522.640	-\$3.082.877	-\$1.500.412	-\$2.530.468	-\$3.325.163	-\$3.867.160	-\$4.137.977	-\$4.123.934	-\$3.891.583	-\$3.425.270	-\$2.708.323	

2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
\$84.734.703	\$91.171.359	\$98.039.844	\$105.367.250	\$113.182.296	\$121.515.429	\$130.398.919	\$139.866.969	\$149.955.828	\$160.703.905	\$172.151.900	\$184.342.934	\$197.322.693	\$211.139.570	\$225.844.828	\$241.492.763	\$258.140.879	\$275.850.075	\$294.684.838	\$314.713.452	\$336.008.216
\$500.000	\$500.000																			
\$85.234.703	\$91.671.359	\$98.039.844	\$105.367.250	\$113.182.296	\$121.515.429	\$130.398.919	\$139.866.969	\$149.955.828	\$160.703.905	\$172.151.900	\$184.342.934	\$197.322.693	\$211.139.570	\$225.844.828	\$241.492.763	\$258.140.879	\$275.850.075	\$294.684.838	\$314.713.452	\$336.008.216
\$23.266.606	\$24.573.001	\$25.951.868	\$27.407.189	\$28.943.163	\$30.564.216	\$32.275.016	\$34.080.486	\$35.985.816	\$37.996.477	\$40.118.240	\$42.357.188	\$44.719.735	\$47.212.644	\$49.843.044	\$52.618.453	\$55.546.795	\$58.636.426	\$61.896.152	\$65.335.260	\$68.963.538
\$39.954.263	\$43.288.933	\$46.857.185	\$50.674.040	\$54.755.437	\$59.118.288	\$63.780.537	\$68.761.214	\$74.080.508	\$79.759.828	\$85.821.879	\$92.290.735	\$99.191.923	\$106.552.502	\$114.401.159	\$122.768.301	\$131.686.154	\$141.188.872	\$151.312.646	\$162.095.825	\$173.579.041
\$9.220.214	\$9.989.754	\$10.813.197	\$11.694.009	\$12.635.870	\$13.642.682	\$14.718.585	\$15.867.972	\$17.095.502	\$18.406.114	\$19.805.049	\$21.297.862	\$22.890.444	\$24.589.039	\$26.400.268	\$28.331.146	\$30.389.112	\$32.582.047	\$34.918.303	\$37.406.729	\$40.056.702
\$7.376.172	\$7.991.803	\$8.650.557	\$9.355.207	\$10.108.696	\$10.914.146	\$11.774.868	\$12.694.378	\$13.676.401	\$14.724.891	\$15.844.039	\$17.038.290	\$18.312.355	\$19.671.231	\$21.120.214	\$22.664.917	\$24.311.290	\$26.065.638	\$27.934.642	\$29.925.383	\$32.045.361
\$4.009.822	\$4.009.822																			
\$83.827.078	\$89.853.313	\$97.272.806	\$99.130.445	\$106.443.165	\$114.239.332	\$122.549.007	\$131.404.051	\$140.838.227	\$150.887.311	\$161.589.207	\$172.984.075	\$185.114.456	\$198.025.416	\$211.764.685	\$226.382.818	\$241.933.352	\$258.472.983	\$276.061.743	\$294.763.197	\$314.644.642
\$1.407.625	\$1.818.046	\$5.767.038	\$6.236.805	\$6.739.131	\$7.276.097	\$7.849.912	\$8.462.919	\$9.117.601	\$9.816.594	\$10.562.693	\$11.358.860	\$12.208.237	\$13.114.154	\$14.080.143	\$15.109.945	\$16.207.527	\$17.377.092	\$18.623.095	\$19.950.255	\$21.363.574
\$ 422.288	\$ 545.414	\$ 1.730.111	\$ 1.871.041	\$ 2.021.739	\$ 2.182.829	\$ 2.354.974	\$ 2.538.876	\$ 2.735.280	\$ 2.944.978	\$ 3.168.808	\$ 3.407.658	\$ 3.662.471	\$ 3.934.246	\$ 4.224.043	\$ 4.532.983	\$ 4.862.258	\$ 5.213.128	\$ 5.586.928	\$ 5.985.077	\$ 6.409.072
\$985.338	\$1.272.632	\$4.036.927	\$4.365.763	\$4.717.391	\$5.093.268	\$5.494.939	\$5.924.043	\$6.382.321	\$6.871.616	\$7.393.885	\$7.951.202	\$8.545.766	\$9.179.908	\$9.856.100	\$10.576.961	\$11.345.269	\$12.163.964	\$13.036.166	\$13.965.179	\$14.954.502
-\$1.722.985	-\$450.353	\$3.586.574	\$7.952.338	\$12.669.729	\$17.762.997	\$23.257.935	\$29.181.979	\$35.564.299	\$42.435.915	\$49.829.800	\$57.781.002	\$66.326.768	\$75.506.675	\$85.362.775	\$95.939.737	\$107.285.005	\$119.448.970	\$132.485.136	\$146.450.315	\$161.404.817

Escenario Optimista.

Balance		0	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Ingresos	Venta de Energía		\$34.473.007	\$37.975.227	\$41.741.486	\$45.789.433	\$50.137.821	\$54.806.574	\$59.816.858	\$65.191.154	\$70.953.338	\$77.128.761
	Material Recuperado	\$5.900.000										
	Subsidio del estado				\$500.000	\$500.000	\$500.000	\$500.000	\$500.000	\$500.000	\$500.000	\$500.000
	Préstamo Banco BICE	\$21.690.560										
	Total de Ingresos	\$27.590.560	\$34.473.007	\$37.975.227	\$42.241.486	\$46.289.433	\$50.637.821	\$55.306.574	\$60.316.858	\$65.691.154	\$71.453.338	\$77.628.761
Egresos	Inversión Inicial	\$32.113.200										
	Compra de Energía		\$10.387.064	\$11.026.458	\$11.703.825	\$12.421.361	\$13.181.392	\$13.986.372	\$14.838.897	\$15.741.708	\$16.697.703	\$17.709.944
	Costos de Operación y Mantenimiento		\$15.655.863	\$17.516.699	\$19.524.480	\$21.689.247	\$24.021.679	\$26.533.132	\$29.235.675	\$32.142.140	\$35.266.162	\$38.622.231
	Costos de Administración		\$3.612.891	\$4.042.315	\$4.505.649	\$5.005.211	\$5.543.464	\$6.123.030	\$6.746.694	\$7.417.417	\$8.138.345	\$8.912.823
	Costos de Comercialización		\$2.890.313	\$3.233.852	\$3.604.519	\$4.004.169	\$4.434.772	\$4.898.424	\$5.397.355	\$5.933.934	\$6.510.676	\$7.130.258
	Cuota incluido costo financiero				\$4.009.822	\$4.009.822	\$4.009.822	\$4.009.822	\$4.009.822	\$4.009.822	\$4.009.822	\$4.009.822
	Total de Egresos	\$32.113.200	\$32.546.132	\$35.819.325	\$43.348.296	\$47.129.810	\$51.191.129	\$55.550.781	\$60.228.444	\$65.245.021	\$70.622.709	\$76.385.079
	Utilidad antes de Ganancias	-\$4.522.640	\$1.926.875	\$2.155.901	-\$1.106.810	-\$840.377	-\$553.308	-\$244.206	\$88.414	\$446.133	\$830.628	\$1.243.683
Impuestos a las Ganancias (35%)	\$ -	\$ 578.063	\$ 646.770	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 26.524	\$ 133.840	\$ 249.188	\$ 373.105	
Flujo Neto	-\$4.522.640	\$1.348.813	\$1.509.131	-\$1.106.810	-\$840.377	-\$553.308	-\$244.206	\$61.890	\$312.293	\$581.440	\$870.578	
Flujo Acumulado	-\$4.522.640	-\$3.173.827	-\$1.664.696	-\$2.771.506	-\$3.611.882	-\$4.165.191	-\$4.409.397	-\$4.347.507	-\$4.035.213	-\$3.453.774	-\$2.583.196	

2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
\$83.744.344	\$90.828.664	\$98.412.054	\$106.526.712	\$115.206.805	\$124.488.591	\$134.410.539	\$145.013.459	\$156.340.646	\$168.438.017	\$181.354.274	\$195.141.062	\$209.853.143	\$225.548.579	\$242.288.926	\$260.139.436	\$279.169.275	\$299.451.750	\$321.064.548	\$344.089.997	\$368.615.330
\$500.000	\$500.000																			
\$84.244.344	\$91.328.664	\$98.412.054	\$106.526.712	\$115.206.805	\$124.488.591	\$134.410.539	\$145.013.459	\$156.340.646	\$168.438.017	\$181.354.274	\$195.141.062	\$209.853.143	\$225.548.579	\$242.288.926	\$260.139.436	\$279.169.275	\$299.451.750	\$321.064.548	\$344.089.997	\$368.615.330
\$18.781.664	\$19.916.282	\$21.117.407	\$22.388.854	\$23.734.652	\$25.159.057	\$26.666.567	\$28.261.930	\$29.950.163	\$31.736.564	\$33.626.730	\$35.626.571	\$37.742.330	\$39.980.598	\$42.348.336	\$44.852.898	\$47.502.044	\$50.303.973	\$53.267.340	\$56.401.284	\$59.715.453
\$42.225.742	\$46.093.048	\$50.241.521	\$54.689.608	\$59.456.900	\$64.564.197	\$70.033.582	\$75.888.494	\$82.153.814	\$88.855.945	\$96.022.904	\$103.684.419	\$111.872.029	\$120.619.188	\$129.961.383	\$139.936.250	\$150.583.700	\$161.946.055	\$174.068.185	\$186.997.664	\$200.784.920
\$9.744.402	\$10.636.857	\$11.594.197	\$12.620.679	\$13.720.823	\$14.899.430	\$16.161.596	\$17.512.729	\$18.958.572	\$20.505.218	\$22.159.132	\$23.927.174	\$25.816.622	\$27.835.197	\$29.991.088	\$32.292.981	\$34.750.085	\$37.372.166	\$40.169.581	\$43.153.307	\$46.334.981
\$7.795.522	\$8.509.486	\$9.275.358	\$10.096.543	\$10.976.658	\$11.919.544	\$12.929.277	\$14.010.184	\$15.166.858	\$16.404.174	\$17.727.305	\$19.141.739	\$20.653.298	\$22.268.158	\$23.992.871	\$25.834.385	\$27.800.068	\$29.897.733	\$32.135.665	\$34.522.646	\$37.067.985
\$4.009.822	\$4.009.822																			
\$82.557.152	\$89.165.496	\$92.228.482	\$99.795.683	\$107.889.033	\$116.542.228	\$125.791.021	\$135.673.337	\$146.229.407	\$157.501.901	\$169.536.071	\$182.379.903	\$196.084.278	\$210.703.141	\$226.293.679	\$242.916.513	\$260.635.897	\$279.519.928	\$299.640.772	\$321.074.900	\$343.903.340
\$1.687.192	\$2.163.168	\$6.183.572	\$6.731.029	\$7.317.772	\$7.946.363	\$8.619.518	\$9.340.122	\$10.111.239	\$10.936.116	\$11.818.204	\$12.761.159	\$13.768.865	\$14.845.439	\$15.995.247	\$17.222.923	\$18.533.378	\$19.931.822	\$21.423.777	\$23.015.097	\$24.711.990
\$ 506.158	\$ 648.950	\$ 1.855.072	\$ 2.019.309	\$ 2.195.332	\$ 2.383.909	\$ 2.585.855	\$ 2.802.037	\$ 3.033.372	\$ 3.280.835	\$ 3.545.461	\$ 3.828.348	\$ 4.130.660	\$ 4.453.632	\$ 4.798.574	\$ 5.166.877	\$ 5.560.014	\$ 5.979.547	\$ 6.427.133	\$ 6.904.529	\$ 7.413.597
\$1.181.034	\$1.514.218	\$4.328.500	\$4.711.720	\$5.122.441	\$5.562.454	\$6.033.662	\$6.538.086	\$7.077.867	\$7.655.281	\$8.272.742	\$8.932.811	\$9.638.206	\$10.391.807	\$11.196.673	\$12.056.046	\$12.973.365	\$13.952.275	\$14.996.644	\$16.110.568	\$17.298.393
-\$1.402.161	\$112.056	\$4.440.557	\$9.152.277	\$14.274.717	\$19.837.171	\$25.870.834	\$32.408.919	\$39.486.786	\$47.142.068	\$55.414.810	\$64.347.622	\$73.985.827	\$84.377.634	\$95.574.307	\$107.630.353	\$120.603.718	\$134.555.994	\$149.552.637	\$165.663.205	\$182.961.599

16. RENTABILIDAD DEL PROYECTO.

A continuación se muestra un cuadro con los siguientes resultados del análisis de los distintos flujos de fondos correspondiente a cada escenario.

	<i>Escenario Pesimista</i>	<i>Escenario Real</i>	<i>Escenario Optimista</i>
<i>TIR (Tasa interna de retorno)</i>	14%	20%	21%
<i>VAN (17%)</i>	\$-1.245.902,66	\$2.051.940,91	\$2.516.416,41
<i>Periodo de repago</i>	14 años	13 años	12 años

Escenario Pesimista.

El periodo de repago es de 14 años, es decir que la inversión se recuperara por si sola en dicho periodo. Si bien es mucho tiempo, para la cantidad de capital invertido el proyecto tiene un buen periodo de repago.

El VAN es negativo, con lo que podemos decir que el rendimiento de la inversión es menor que el costo del capital invertido, es decir que la inversión no es rentable para la tasa de interés pretendida (17%), la cual es mayor al interés del préstamo (12%).

La TIR es del 14%, es decir que ésta tasa es la máxima que podría pagarse por el capital empleado durante toda la vida de la inversión sin que exista perdida alguna en el proyecto, de acuerdo a esto podemos decir que la inversión es rentable debido a que éste indicador es mayor que el interés del préstamo. Pero por otro lado el indicador es menor que la tasa de interés pretendida (17%) lo que podría indicar que la inversión no sea rentable.

Escenario Real.

El periodo de repago es de 13 años, es decir que la inversión se recuperara por si sola en dicho periodo. Si bien es mucho tiempo, para la cantidad de capital invertido el proyecto tiene un buen periodo de repago.

El VAN es positivo y no muy grande, pero podríamos decir que el rendimiento de la inversión es mayor que el costo del capital invertido, es decir que la inversión es rentable desde este punto de vista.

Al ser el VAN positivo, recuperamos la inversión y con una rentabilidad del 17% obtenemos un beneficio de \$2.051.940, éste es mayor si se considera una tasa igual a la tasa del préstamo (12%).

La TIR es del 20%, es decir que ésta tasa es la máxima que podría pagarse por el capital empleado durante toda la vida de la inversión sin que exista perdida alguna en el proyecto, de acuerdo a esto podemos decir que la inversión es rentable debido a que éste indicador es mayor que el interés del préstamo y a la tasa de interés pretendida (17%).

Escenario Optimista.

El periodo de repago es de 12 años, es decir que la inversión se recuperara por si sola en dicho periodo. Si bien es mucho tiempo, para la cantidad de capital invertido el proyecto tiene un buen periodo de repago.

El VAN es positivo y muy grande, con lo que podemos decir que el rendimiento de la inversión es mayor que el costo del capital invertido, es decir que la inversión es rentable desde este punto de vista.

Al ser el VAN positivo, recuperamos la inversión y con una rentabilidad del 17% obtenemos un beneficio de \$2.516.416,41, éste es mayor si se considera una tasa igual a la tasa del préstamo (12%).

La TIR es del 21%, es decir que ésta tasa es la máxima que podría pagarse por el capital empleado durante toda la vida de la inversión sin que exista perdida alguna en el proyecto, de acuerdo a esto podemos decir que la inversión es rentable debido a que éste indicador es mayor que el interés del préstamo y a la tasa de interés pretendida (17%).

17. CONCLUSIÓN.

Al analizar los resultados de los indicadores presentados anteriormente, se puede concluir que el proyecto es rentable.

En cualquiera de los escenarios el período de repago es menor que la vida útil del proyecto.

Los valores de VAN son positivos a excepción del caso pesimista, lo que nos dice que la inversión no es rentable para la tasa de actualización del capital utilizado en nuestro estudio pero podría serlo para una tasa menor.

Los valores de TIR son mayores que la tasa de interés del préstamo, por lo cual el proyecto no sufrirá pérdidas a lo largo de su vida útil.

Este proyecto busca un beneficio económico pero principalmente pretende un beneficio que favorezca al desarrollo de la sociedad en su conjunto.

Conclusiones finales.

El proyecto es la mejor alternativa desde el punto de vista técnico y económico para darle solución al problema de la demanda en la zona durante los próximos 30 años.

Con la realización del proyecto se brinda a todos los usuarios un servicio de energía eléctrica de calidad garantizando su seguridad, confiabilidad y disponibilidad. Un servicio sin problemas es vital para asegurar el desarrollo industrial, comercial y la calidad de vida de los ciudadanos.

Además este proyecto es el punto de partida para la realización de otros proyectos como pueden ser ampliaciones en la red de MT.

Por otro lado, ésta solución tiene un impacto social y ambiental mínimo en comparación con cualquier otra solución a este problema, las que demandarían un gran impacto que podría impedir su concreción.