

MERCOSUR/CMC/DEC N° 03/10

**FONDO PARA LA CONVERGENCIA ESTRUCTURAL DEL MERCOSUR
PROYECTO "VÍNCULO DE INTERCONEXIÓN EN 132 KV. ET IBERÁ – ET PASO
DE LOS LIBRES NORTE"**

VISTO: El Tratado de Asunción, el Protocolo de Ouro Preto y las Decisiones N° 45/04, 18/05, 24/05, 15/09, 16/09 y 01/10 del Consejo del Mercado Común.

CONSIDERANDO:

Que las Decisiones CMC N° 45/04, 18/05 y 24/05 aprobaron la creación, integración y reglamentación del Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR (FOCEM).

Que la Decisión CMC N° 16/09 aprobó el presupuesto del FOCEM para el año 2010.

Que, conforme lo establece el Art. 47 de la Decisión CMC N° 24/05, la Unidad Técnica FOCEM (UTF/SM), conjuntamente con el Grupo *Ad Hoc* de Expertos del FOCEM, evaluó el "Proyecto Vínculo de Interconexión en 132 Kv. ET Iberá – ET Paso de los Libres Norte", presentado por la República Argentina.

Que la UTF/SM emitió un dictamen técnico en el que se determina la viabilidad técnica y financiera y en el que se incluyen recomendaciones que deberán ser incorporadas en el instrumento jurídico a suscribirse oportunamente.

Que la Comisión de Representantes Permanentes del MERCOSUR y el Grupo Mercado Común evaluaron el dictamen técnico presentado y elevaron el mencionado proyecto, considerado técnica y financieramente viable, para su aprobación.

**EL CONSEJO DEL MERCADO COMÚN
DECIDE:**

Art. 1 - Aprobar el Proyecto "Vínculo de Interconexión en 132 Kv. ET Iberá – ET Paso de los Libres Norte", presentado por la República Argentina, por un monto total de US\$ 19.057.519,17 (diecinueve millones cincuenta y siete mil quinientos diecinueve dólares estadounidenses con diecisiete centavos), de los cuales US\$ 13.116.511,17 (trece millones ciento dieciséis mil quinientos once dólares estadounidenses con diecisiete centavos) son aportados por el FOCEM y US\$ 5.941.008,00 (cinco millones novecientos cuarenta y un mil ocho dólares estadounidenses) son aportados por la República Argentina en carácter de contrapartida nacional. Dicho proyecto consta como Anexo y forma parte de la presente Decisión, únicamente en idioma español.

Art. 2 - Instruir al Director de la Secretaría del MERCOSUR a elaborar, por intermedio de la UTF/SM, el instrumento jurídico relativo a la ejecución y al

cronograma de financiamiento del proyecto mencionado en el Artículo 1 de la presente Decisión y a suscribirlo con la República Argentina.

En el citado instrumento jurídico se incluirán las recomendaciones formuladas por la UTF/SM en su Dictamen Técnico N° 11.

Art. 3 - Esta Decisión no necesita ser incorporada al ordenamiento jurídico de los Estados Partes por reglamentar aspectos de la organización o del funcionamiento del MERCOSUR.

XXXIX CMC – San Juan, 02/VIII/2010.

A large, stylized handwritten signature in black ink, possibly representing the name 'B' or a similar character.Three smaller handwritten signatures in black ink, arranged in a cluster on the left side of the page.



**PROYECTO DE INTERCONEXIÓN 132 kV
ET IBERÁ - ET PASO DE LOS LIBRES NORTE**

PROVINCIA DE CORRIENTES

Octubre de 2009

sl
F.D.
[Handwritten signature]



ÍNDICE GENERAL

FICHA ELECTRÓNICA.....	4
Ficha Electrónica.....	5
Marco Lógico.....	12
RESUMEN EJECUTIVO.....	13
Descripción del proyecto y sus componentes.....	14
Financiamiento de las Componentes	15
Metodología de evaluación	17
Cumplimiento de los Requisitos de Elegibilidad del Proyecto.....	19
Relación de los documentos adjuntos para el cumplimiento de los requisitos de la presentación del Proyecto	20
ANÁLISIS TÉCNICO.....	21
Origen y Antecedentes del Proyecto	22
Zonificación Eléctrica de la Provincia y Objetivos del Estudio.....	23
B.1 Departamentos: Paso de los Libres, La Cruz, Alvear y Santo Tomé	23
B.2 Departamentos: Paso de los Libres, Monte Caseros, Mercedes, Curuzú Cuatiá y Sauce	24
Oferta de Energía actual en la Región:	24
Zona de Influencia del Proyecto	26
Objetivos y Obras que Integran el Proyecto	28
Descripción de las Componentes.....	28
a. Campo de línea en 132 kv en ET Ibera	28
b. LAT 132kv ET 500/132 kv Iberá – ET 132/33/13,2 kv Paso de los Libres Norte	29
c. ET 132/33/13,2 KV Paso de los Libres Norte.....	29
d. LAT 132 KV ET Paso de los Libres Norte – ET Paso de los Libres Sur.....	30
e. Ampliación ET 132/33/13,2 KV Paso de los Libres Sur	30
f. Compensación Capacitiva.....	30
Croquis de Ubicación	31
Resumen de las Inversiones a Realizar.....	31
Riesgos	32
INFORMACIÓN INSTITUCIONAL:	33
ANÁLISIS FINANCIERO	34
Análisis Financiero	35
Las Demandas en la Zona de Influencia del Proyecto	35
Alternativas de Evolución del Sistema.....	37
Las Inversiones para la Alternativa Sin Proyecto.....	38
Las Inversiones para la alternativa Con Proyecto	38
Inversiones Totales.....	39
Presupuestos Desagregados.....	39
Energía No Suministrada	41
Descripción de los ítems considerados:.....	42
Evolución de la Demanda:	43
Tarifas.....	44
Evaluación Privada desde una Óptica Empresarial:	47
Cronograma de Desembolsos.....	48



ANÁLISIS SOCIO-ECONÓMICO	49
Evaluación Socio-Económica	50
ANÁLISIS AMBIENTAL.....	53
Resumen de la Evaluación de Impacto Ambiental.....	54
Consideraciones generales	54
Metodología	54
Resultados Esperados:	55
Conclusiones del EIA realizado	56
Conclusiones	57
CERTIFICACIONES O HABILITACIONES	58
ANEXOS	63
Indicadores:.....	64
Trámite de la Servidumbre Administrativa de Electroducto (Ejemplo).....	67
Estación Transformadora Iberá 500 kV (Trazo punteado).....	69
Estación Transformadora Paso de los Libres Norte	72
Cronogramas de Obra.....	76
Plan de Obras Prioritarias del Consejo Federal de la Energía Eléctrica (CFEE)	80
Funcionamiento y Organización del Sector Eléctrico Argentino	87
7LEY N° 24.065 REGIMEN DE LA ENERGIA ELECTRICA	90
Ley de Adhesión de la Provincia a la Ley 24065	109
Plan de Obras 2006-2009. Subsecretaría de Energía	110

SP
F.M.
[Handwritten signatures]



FICHA ELECTRÓNICA

Ficha Electrónica

FONDO PARA LA CONVERGENCIA ESTRUCTURAL DEL MERCOSUR

TÍTULO DEL PROYECTO

PROYECTO DE INTERCONEXIÓN EN 132KV ENTRE ET 500 KV IBERÁ Y ET 132 KV PASO DE LOS LIBRES NORTE

PROGRAMA FOCEM AL QUE SE VINCULA

Programa I. Convergencia Estructural, Subprograma III). Generación, transporte y distribución de energía eléctrica.

DATOS INSTITUCIONALES

País: Argentina

Área de gobierno: Subsecretaría de Energía - Ministerio de Obras y Servicios Públicos, Corrientes

Organismo Ejecutor: Subsecretaría de Energía de Corrientes, Operadores: De los Campos 132KV ET Iberá: LITSA. De la LAT Iberá-Libres y la ET Libres Norte
Dirección Provincial de Energía de Corrientes.

Personas Responsables: Subsecretario de Energía de Corrientes, Ing. Juan Marcelo Gatti

ALCANCE Y LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA

El proyecto cuyo financiamiento se solicita consiste en:

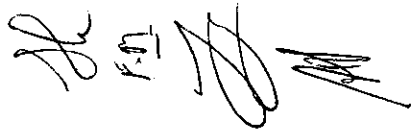
- Construcción de un campo de 132 kV en la ET Iberá,
- LAT 132 kV entre ET Iberá y ET Paso de los Libres Norte.
- Construcción de la Estación Transformadora en 132/33/13,2 kV Paso de los Libres Norte.
- LAT 132 kV Pº Libres SUR- Pº Libres NORTE.
- Ampliación de la ET 132/33/13,2 kV Pº Libres SUR (existente).
- Compensación Capacitiva.

Localización geográfica: La ET Iberá se encuentra ubicada a 41 Km de la ciudad de Mercedes. La LAT entre esta ET y la ET Paso de los Libres Norte, se construirá sobre una traza paralela a la Ruta Nacional N°123. La ET Paso de los Libres Norte se ubicará al NO del ejido urbano de la ciudad. La LAT 132 kV Libres Norte – Libres Sur se construirá un primer tramo de 1,6 km, hasta empalmar con la LAT existente 132 kV Paso de los Libres- La Cruz, desde aquí en doble terna hasta la ET Paso de los Libres Sur.

El alcance involucra la totalidad de la provincia de Corrientes por cuanto el proyecto contribuye a descargar las instalaciones existentes, mallando totalmente el sistema provincial.

Ver Página 11 del presente Documento.

MATRIZ DE MARCO LÓGICO



La interconexión entre la ET 500 kV sita en el Depto de Mercedes y el corredor del Uruguay en 132 kV del sistema correntino, es un eslabón fundamental en el cierre del anillo en 132 kV, produciendo un alivio de carga en las Estaciones Transformadoras más relevantes de la Provincia, mejorando así su horizonte de vida. Proporcionará además, una confiabilidad y mejora sustancial en la calidad del servicio eléctrico, proponiendo una oferta energética que incentiva el desarrollo industrial y las inversiones en la zona de influencia del proyecto. Adicionalmente potenciará el intercambio de energía con el Brasil a través de la Conversora de Uruguayana.

Los beneficiarios directos (usuarios residenciales) del proyecto en la zona de influencia son aproximadamente 128.000 e indirectamente, por la descarga relevante en las estaciones existentes, unos 600.000 más. Como sectores productivos beneficiarios: Productores madereros y arroceros.

Sin el proyecto, el cierre del anillo en 132 kV es impracticable, sometiendo a la provincia a una configuración cuya prestación adolece de confiabilidad y calidad de servicio, limitando además a las condiciones actuales, la oferta futura de energía y potencia. Sea cual fuere la fuente de energía, el mallado del sistema correntino en 132 kV es imprescindible. En la situación actual, la calidad de servicio y de producto es inapropiada. Con inversiones menores, estimadas en 7,5 MU\$S aproximadamente, se paliarían los efectos del crecimiento de la demanda sin mejorar el servicio. Ver detalles sobre el deterioro en la prestación actual del sistema, en el documento "Análisis del Sistema Eléctrico de la Provincia de Corrientes, Corredor Este, Estudios Eléctricos", pag 6 y siguientes. Este documento fue preparado por la Subsecretaría de Energía de la Provincia, para evaluar la ET Iberá y las Obras complementarias de vinculación al sistema correntino entre las cuales está la LAT Iberá-Paso de los Libres Norte.

La situación actual desalienta la inversión y el crecimiento regional. El intercambio de energía con la República Federativa del Brasil se ve limitado a las condiciones actuales. Finalmente, las Estaciones Transformadoras del resto del sistema correntino **que se verían aliviadas por el proyecto**, continuarían con el nivel de cuasi saturación actual, urgiendo a tomar medidas de mayor porte y mayor extensión en el tiempo. Por otra parte, la construcción y puesta en servicio de la ET 500 kV en Mercedes, quedaría confinada al servicio del corredor de la costa del Paraná, una vez que se construya dicho vínculo.

La existencia de la ET Iberá en 500 kV y 300 MVA, cuyo único beneficiario es la Provincia de Corrientes, junto a la necesidad de mallar el sistema correntino de 132 kV, hace aparecer como excluyente la vinculación de dicha ET con los corredores eléctricos de la costa del Paraná y del Uruguay. En este cometido se ha construido, a cargo de la Provincia, la LAT Iberá- Mercedes en 132 kV. En el marco del Programa de Transporte Eléctrico del Norte Grande a ser financiado por el BID, se gestiona la construcción de la LAT Mercedes - Goya Oeste, quedando pendiente la LAT Iberá-Libres Norte, objeto de este proyecto para cerrar el anillo de 132 kV con la costa del Uruguay. Ver croquis de la ET Iberá en Anexo de este documento.

En este contexto, el único análisis de alternativas posible, es sobre la traza de este vínculo y sobre la localización de la ET Paso de los Libres Norte. Este análisis ya ha sido realizado por la Subsecretaría de Energía (SSE), considerando aspectos relacionados con el impacto ambiental y facilidad para la operación y el mantenimiento. La selección de la localización ET Paso de los Libres Norte se hizo considerando el crecimiento urbanístico de la ciudad y atendiendo a la mejor opción para la reducción de las pérdidas eléctricas en la distribución en Media Tensión y Baja Tensión. Para más detalles ver los Estudios Eléctricos sobre la traza elegida en el documento "Análisis del Sistema Eléctrico de la Provincia de Corrientes, Corredor Este, Estudios Eléctricos".

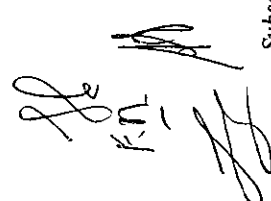
Paralelamente la SSE ha realizado los estudios eléctricos para los escenarios posibles y a lo largo del período de 20 años, considerando las hipótesis de crecimiento

vegetativo de la demanda, adicionando la demanda potencial que la mayor oferta de energia en cantidad y calidad de servicio aportarian a la región. Esta demanda adicional provendria de los sectores productivos de la región, especialmente madereros y arroceros.

Los resultados de los estudios eléctricos permiten comparar la situación actual con mejoras de poca inversión, con la situación final con el proyecto ejecutado, ponderando al efecto de manera sustantiva, la mejora en la reducción de Energía No Suministrada y la reducción en las Pérdidas Eléctricas, consecuencia de fenómenos físicos propios de todo sistema eléctrico.

La Alternativa "Sin Proyecto" obligará a realizar Compensaciones Reactivas en distintas Estaciones Transformadoras con el objeto de mejorar el perfil de tensión ante la demanda creciente a lo largo del período. No se contempla la repotenciación de Estaciones Transformadoras. Otras alternativas pueden ser exploradas a partir de la Generación Térmica con Gas o Biomasa, con costos de inversión muy superiores (1.500.000 U\$S/MW), para equiparar la potencia que se podría tomar desde la ET Iberá (100 MW). De todos modos, el vínculo proyectado se requeriría igual, a los efectos de cerrar el anillo de 132 KV a la altura de Mercedes.

INVERSIONES A REALIZAR ALTERNATIVA SIN PROYECTO				
Año	Comp. reactiva	LAT	Ubicación	Costo U\$S
2008	6 MVAR		ET P. Libres	73,621
2009		ET - Libres Norte + Vínculo		6,533,000
2010	9 MVAR		Santo Tomé	120,713
2017	6 MVAR		ET P. Libres	73,621
2019	3 MVAR		ET P. Libres	47,092
2021	9 MVAR		ET P. Libres	120,713
2023	18 MVAR		ET P. Libres & Mte Cas	241,427
2026	9 MVAR		ET P. Libres	120,713
2028	12 MVAR		ET P. Libres & La Cruz	167,805
			Provincia	7,498,707





SITUACIÓN CON PROYECTO

	Demanda -10%	Costos + 10%	Costos + 20%	Dem-10% Cost+10%
VNA (MILU\$S)	7.070	9.001	8.743	6.821
Tasa de Dto.	10,00%	10,00%	10,00%	10,00%
TIR	17,92%	19,92%	19,55%	17,58%

El proyecto es parte integrante de un proyecto de mayor porte impulsado por la Provincia, integrado por una Estación Transformadora en 500 kV y 300 MVA situada a 40 km de Mercedes, ya construida, una LAT 132 kV entre la ET Iberá y la ET Mercedes, ampliada por la Pcia, una LAT 132 kV entre la ET Mercedes y la ET Goya Oeste, a construir, y el proyecto objeto de esta presentación. La construcción de la ET Iberá por el monto de su inversión (34 MU\$S) y la potencia disponible (300 MVA) de la cual el único destinatario es Corrientes, hace ineludible la selección de la alternativa propuesta. Las alternativas de vinculación eléctrica analizadas entre la ET de 500 kV Iberá, Depto de Mercedes, y la ciudad de Paso de los Libres, difieren en la localización de la nueva ET Paso de los Libres Norte, y la traza seleccionada para la construcción de la línea. La ubicación de la Estación Transformadora en la ciudad, se ha seleccionado teniendo en cuenta la tendencia de la expansión del crecimiento poblacional, y las facilidades para la construcción con el menor impacto en zonas urbanas. En cuanto a la traza, se ha determinado una traza posible atendiendo a los menores costos de instalación, menor impacto ambiental y facilidad de mantenimiento.

a) El presente proyecto está íntimamente relacionado con el proyecto del III Vínculo de Yacretá, entre la ET Rincón Santa María y la ET Colonia Elia (Sto. Grande), actualmente en servicio, en el marco del cual la Nación Argentina construyó la ET 500 kV Iberá, de la cual la provincia de Corrientes será único beneficiario directo. Se incluyó en el predio de la Estación Compensadora del III Vínculo de Yacretá, la ET de 500 kV y 300 MVA mencionada, financiada por el Estado Nacional.

b) También como ampliación de este proyecto, la Provincia de Corrientes construyó una LAT 132 kV que vincula la ET Iberá de 500 kV con la ET Mercedes, la que se encuentra en operación. Se trata de una Línea de Alta Tensión en 132 kV construida en Doble Terna con columnas de HPA° de una longitud de 41 km.

c) **ET MERCEDES 132/33/13,2 KV.** Ampliación ejecutada por la SSE y financiada por la Provincia, con el objeto de adecuarla para la interconexión con la ET Iberá.
d) **LAT Mercedes ET Goya Oeste.** Este es un vínculo proyectado en 132 KV, de aproximadamente 120 km de longitud, destinado a interconectar la ET Mercedes con el corredor de la costa del Paraná. **El financiamiento de esta obra está previsto en el marco del Programa de Transmisión Eléctrica del Norte Grande, con la No Objeción del BID.**

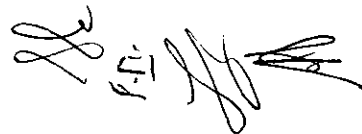
e) ET Goya Oeste 132/33/13,2 KV. Esta Estación Transformadora se incluyó en el Programa de Transmisión Eléctrica del Norte Grande, y será el punto de interconexión de la ET Iberá, pasando por la ET Mercedes, con el corredor de la costa del Paraná, cerrando el anillo de 132 kV del sistema provincial. **Cuenta con la No Objeción del BID.**

Los impactos del Proyecto sobre instalaciones existentes en 132 kV del sistema eléctrico provincial, pueden verse en el Anexo Indicadores, en donde se observa la mejora sustantiva en cuanto al alivio de carga y regulación de tensión que se obtendrá con la inclusión del Proyecto al sistema.

DESCRIPCIÓN TÉCNICA DEL PROYECTO

PROYECTO DE INTERCONEXIÓN: Consiste en

- a) La construcción de una Línea Aérea de Transmisión en 132 kV en simple terna, de aproximadamente 70 Km de longitud, con conductores de aluminio con alma de acero, ACSR de 300/50 mm² de sección entre la ET Iberá y la ET P° de los Libres Norte a construir. Como hilo de guardia se utilizará un cable OPG-W de 24 fibras ópticas. El tipo de estructuras de la LAT Iberá P° de los Libres será en postación de 1^{er} A°. Las características de las bases y cimentaciones serán definidas durante la etapa de la ingeniería de detalle. El aislamiento será de porcelana, vidrio o aisladores poliméricos, a elección del Contratista,
- b) La ampliación de un campo de línea en la ET 500 kV Iberá,
- c) La construcción de una Estación Transformadora de 132/33/13,2 kV en la ciudad de paso de los Libres. La Estación Transformadora Paso de los Libres Norte se ubicará en la zona Norte de la ciudad a, aproximadamente 6 km de la ET existente. La planificación de mediano plazo contempla la instalación de dos transformadores de 15/15/15 MVA en 132/33/13,2 kV. **En este proyecto se contempla la provisión y montaje de solo uno de los dos transformadores. El segundo se montará a posteriori de acuerdo a los requerimientos de la demanda.**
- d) La interconexión de la ET P° de los Libres Sur existente con la anterior,
- e) Ampliación de la ET Paso de los Libres Sur existente,
- f) Compensación Capacitiva para mitigar los efectos de las corrientes reactivas en las que afectan la regulación de tensión y reducen la capacidad de porte.





GASTOS ELEGIBLES (U\$S)	
INVERSIONES ELEGIBLES	15.278.405,55
Aditoria FOCEM (1%)	152.784,06
TOTAL GASTOS ELEGIBLES	15.431.189,61
1. FOCEM (85%)	13.116.511,17
2. PROVINCIA (15%)	2.314.678,44
GASTOS NO ELEGIBLES (U\$S)	
IMPUESTOS TOTALES (23,5%)	3.626.329,56
TOTAL DE GASTOS NO ELEGIBLES	3.626.329,56
TOTALES (U\$S)	
TOTAL PROVINCIA (15% Eleg+No Eleg)	5.941.008,00
TOTAL FOCEM (85% de G. Elegibles)	13.116.511,17
SUBTOTAL	19.057.519,17
COMPENSACION CAPACITIVA (Pcia 2011/29)	965.706,96
TOTAL GRAL GASTOS C/IMPUESTOS	20.023.226,13

OBRAS A REALIZAR	EJEC. EN MESES	CRONOGRAMA DE DESEMBOLSOS												
		PRIMER SEMESTRE		SEGUNDO SEMESTRE		TERCER SEMESTRE		SUB TOTAL	2011-2029 PROV. 100%	TOTAL GRAL				
		FOCEM 85%	PROV. 15%	FOCEM 85%	PROV. 15%	FOCEM 85%	PROV. 15%							
Estación de transformadora Paso de los Libres Norte (1)	14	1,477	0,261	1,738	0,331	2,207	0,639	0,113	16%	0,751	4,697	100%	4,697	4,697
Línea ET IBERA - ET Paso de los Libres Norte en 132 KV.	18	2,127	0,375	2,502	0,500	3,336	2,127	0,375	30%	2,502	8,341	100%	8,341	8,341
Línea P. Libres Norte - P. Libres Sur	3	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,504	0,089	100%	0,593	0,593	100%	0,593	0,593
Ampliación ET P. Libres Sur	11	0,000	0,000	0,000	0,049	0,327	0,417	0,074	60%	0,490	0,817	100%	0,817	0,817
Compensación Capacitiva	8	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0%	0,000	0,000	0%	0,782	0,782
Ampliación de las inst. en 132 KV de la ET 500 KV IBERÁ	11	0,000	0,000	0,000	0,212	0,037	0,495	0,087	70%	0,582	0,831	100%	0,831	0,831
SUBTOTAL INVERSIÓN SIN IMPUESTOS		3,604	0,636	4,240	0,918	6,120	4,181	0,738	4,919	15,28	0,782	0,000	16,060	16,060
Auditoria FOCEM (18 Meses)		0,043	0,008	0,051	0,043	0,051	0,043	0,008	33%	0,051	0,153	100%	0,153	0,153
SUBTOTAL DE IMPUESTOS		0,000	1,008	1,008	0,000	1,450	1,168	0,000	1,168	3,626	0,184	0,966	3,810	3,810
TOTALES		3,647	1,652	5,299	5,245	7,621	4,224	1,913	6,137	19,058	0,966	20,023	20,023	20,023

Una vez finalizado el plazo de ejecución del Proyecto, se realizarán inversiones en Compensación Capacitiva durante el Período de Operación, razón por la cual se han considerado, para este proyecto, como gastos No Elegibles. Estas Obras son inversiones necesarias para la sustentabilidad del proyecto durante su vida útil



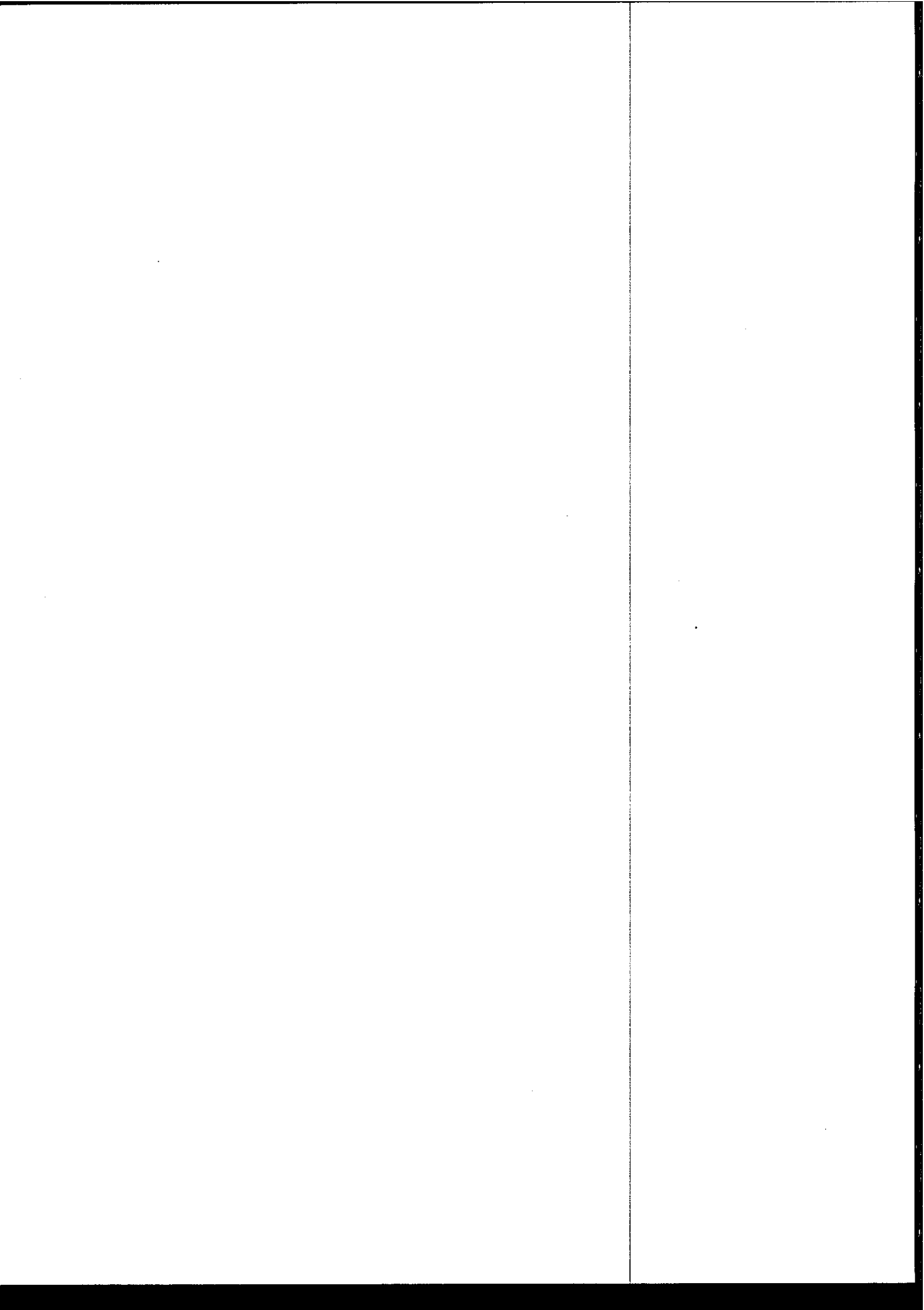
FECHA PREVISTA DE PUESTA EN MARCHA

Diciembre de 2010

PLAZO DE EJECUCIÓN

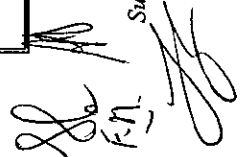
18 Meses de ejecución

[Handwritten signature]
F.11.



Marco Lógico

RESUMEN NARRATIVO DE OBJETIVOS Y ACTIVIDADES	INDICADORES	MEDIOS DE VERIFICACIÓN	SUPUESTOS IMPORTANTES												
<p>FINALIDAD Contribuir a mejorar la oferta de energía regional, y la calidad de servicio a usuarios finales, potenciando la radiación de inversiones.</p>	<p>Alivio de carga en las Estaciones Transformadoras (en porcentaje respecto a la situación sin proyecto) Se ha considerado la sumatoria de las corrientes en las Líneas de la zona de influencia.</p> <p>Línea de Base (2011): 16,4 % Resultado (2028): 28,1 % Ver Anexo en el presente documento</p>	<p>Demandas pico para iguales temporadas con proyecto en las Estaciones Transformadoras existentes registradas por el Operador Provincial por medio de los instrumentos de medición.</p>	<p>La incorporación de las obras objeto del presente proyecto, absorberá parte de la demanda proveniente de la Estación Transformadora en Rincón Santa María. Se potenciará la interconexión con la Conversora de Uruguayana. Se ampliará la oferta de energía a proyectos industriales.</p>												
<p>PROPOSITO Fortalecer el Sistema de Transmisión de 132 kV de la zona de influencia Iberá-Paso de los Libres e interconexión con Uruguayana (Brasil).</p>	<p>Regulación de Tensión en las Estaciones Transformadoras de la zona de influencia. (Desvíos% respecto de la norma)</p> <p>Línea de Base (2009): 9,80 % Resultado (2011): 1,16 % Ver Anexo en el presente documento</p>	<p>Regulación y Valores de Tensión en Barras de las Estaciones Transformadoras y medidos por la Dirección Provincial de Energía de Corrientes. Perfil de Tensión en ET's</p>	<p>Se utilizaron las proyecciones de demanda potenciadas por la expectativa de inversión que generará una mayor oferta energética con una calidad de producto compatible con las necesidades industriales.</p>												
<p>COMPONENTES</p> <p>a. Campo de Línea en 132 kV en ET 500 kV Iberá b. LAT 132 kV entre ET 500 kV y ET Paso de los Libres Norte. c. Estación de transformadora Paso de los Libres Norte: Potencia Instalada 15 MVA. d. LAT 132 kV ET Paso de los Libres Norte-ET Paso de los Libres Sur e. Ampliación ET 132/33/13,2 kV Paso de los Libres Sur (existente). f. Compensación Capacitiva</p>	<p>a. Línea de Base: avance físico 0%. Resultado: 100% b. Línea de Base: 0 km. Resultado: 77 km c. Línea de Base: avance físico 0%. Resultado: 100% d. Línea de Base: 0 km. Resultado: 4,62 km e. Línea de Base: Obra Civil existente: 95% Equipamiento existente: 75% Resultado Obra Civil y Equipamiento 100% f. Línea de Base(2009) 0 USD Resultado(2011): 0 USD.</p>	<p>Medios de Verificación de Obra Civil: -Certificados de avance de Obra. -Auditoría de la Provincia (Tribunal de Cuentas)</p> <p>Medios de verificación de ensayo y montaje de equipamiento, puesta en funcionamiento de LAT's: -Diseño de Lay Out, del equipamiento inicial e instalado. -Fotografía y filmación de equipamiento instalado -Imágenes satelitales.</p>	<p>Se realizan los llamados a licitación correspondientes, obteniéndose en cada uno de ellos al menos una oferta.</p> <ul style="list-style-type: none"> Técnicamente válida que cumpla las condiciones del llamado Los precios ofertados no se apartan sustancialmente de las estimaciones realizadas en la evaluación económica Los plazos de construcción ofertados respetan los cronogramas previstos. 												
<p>ACTIVIDADES Las actividades previstas para el Proyecto son:</p> <p>a) Estudio de ingeniería y diseño (Anteproyecto) b) Formulación de los Pliegos c) Proceso de adjudicación d) Servidumbre de Electroductos e) Fabricación y ensayo de los suministros. f) Ejecución de Obras Civiles g) Montaje de Equipos Eléctricos. h) Tendido de Líneas i) Ensayos y puesta en servicio.</p>	<p>Principales actividades</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Plazo(Mes)</th> <th>Mill/USD</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>a. Campo ET 500 kV Iberá</td> <td>11 0,83</td> </tr> <tr> <td>b. LAT Iberá-Libres Norte.</td> <td>18 8,34</td> </tr> <tr> <td>c. ET Libres Norte</td> <td>14 4,70</td> </tr> <tr> <td>d. LAT Libres Norte- Libres Sur</td> <td>3 0,59</td> </tr> <tr> <td>e. Ampliación ET Libres Sur</td> <td>11 0,82</td> </tr> </tbody> </table>	Plazo(Mes)	Mill/USD	a. Campo ET 500 kV Iberá	11 0,83	b. LAT Iberá-Libres Norte.	18 8,34	c. ET Libres Norte	14 4,70	d. LAT Libres Norte- Libres Sur	3 0,59	e. Ampliación ET Libres Sur	11 0,82	<p>Informe de Rendición de Cuentas: -Certificados de Compras estatales, facturas y recibos de pago, bienes y servicios. Auditoría Externa FOCEM</p>	<p>Los Plazos y Estimaciones previstos en la formulación de documentos licitatorios se cumplen acabadamente.</p> <ol style="list-style-type: none"> Formulación de Pliegos : 30 días Aprobación de la Documentación para el llamado: 15 días Publicación : 3 días Llamado a Licitación : 40 días Análisis de las Ofertas: 20 días Adjudicación: 20 Ejecución : 18 meses
Plazo(Mes)	Mill/USD														
a. Campo ET 500 kV Iberá	11 0,83														
b. LAT Iberá-Libres Norte.	18 8,34														
c. ET Libres Norte	14 4,70														
d. LAT Libres Norte- Libres Sur	3 0,59														
e. Ampliación ET Libres Sur	11 0,82														



Proyecto a ser financiado por el Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR (FOCEM)

Subsecretaría de Energía – Ministerio de Obras y Servicios Públicos – Provincia de Corrientes



RESUMEN EJECUTIVO



Descripción del proyecto y sus componentes

La construcción de la Estación Transformadora Iberá, en 500 kV y 300 MVA, actualmente terminada, como obra integrante del Tercer Vínculo de Yacyretá, y que tiene por único beneficiario a la Provincia de Corrientes, requiere de la interconexión al sistema correntino de transmisión, permitiendo así establecer los vínculos necesarios para cerrar el anillo de 132 kV.

Esta obra, **impulsada y financiada por el Estado Nacional Argentino**, representa para la región un salto cualitativo y cuantitativo en la oferta energética, potenciado aún más por la trascendencia que la ciudad de Paso de los Libres, en la Provincia de Corrientes, tiene en su carácter de ser el puesto fronterizo más importante con la República Federativa del Brasil.

Sin dudas que se trata de una obra de infraestructura energética vital para las expectativas regionales en el marco de una visión de intercambio industrial, comercial y energético que han inspirado los principios de creación del MERCOSUR.

En este contexto, se han diseñado las interconexiones necesarias entre la ET Iberá de 500 kV y los corredores paralelos a los ríos Paraná y Uruguay. Particularmente, es objeto de este estudio la vinculación con este último, es decir, la interconexión entre la ET Iberá en 500 kV y la ET Paso de los Libres Norte en 132 kV .

Componentes

El proyecto de vinculación eléctrica entre la ET Iberá en 500 kV del Departamento Mercedes y la ET 132/33/13,2 kV Paso de los Libres Norte consta de las siguientes instalaciones:

- a) **Campo de Línea en 132 kV en ET 500 kV Iberá.**
- b) **LAT 132 kV entre ET 500 kV y ET Paso de los Libres Norte.**
- c) **Estación de transformadora Paso de los Libres Norte: Potencia Instalada 15 MVA.**
- d) **LAT 132 kV ET Paso de los Libres Norte-ET Paso de los Libres Sur.**
- e) **Ampliación ET 132/33/13,2 kV Paso de los Libres Sur (existente).**
- f) **Compensación Capacitiva.**

SP
F.N.
SP
M



Financiamiento de las Componentes

GASTOS ELEGIBLES (U\$S)		
INVERSIONES ELEGIBLES		15.278.405,55
Aditoría FOCEM (1%)		152.784,06
TOTAL GASTOS ELEGIBLES		15.431.189,61
1. FOCEM (85%)		13.116.511,17
2. PROVINCIA (15%)		2.314.678,44
GASTOS NO ELEGIBLES (U\$S)		
IMPUESTOS TOTALES (23,5%)		3.626.329,56
TOTAL DE GASTOS NO ELEGIBLES		3.626.329,56
TOTALES (U\$S)		
TOTAL PROVINCIA(15% Eleg+No Eleg)		5.941.008,00
TOTAL FOCEM (85% de G.Elegibles)		13.116.511,17
SUBTOTAL		19.057.519,17
COMPENSACIÓN CAPACITIVA(Pcia 2011/29)		965.706,96
TOTAL GRAL GASTOS C/IMPUESTOS		20.023.226,13

Planilla de Costos por Provisión y Montaje					
CONSTRUCCIÓN Y AMPLIACIÓN DE ESTACIONES TRANSFORMADORAS		COMPONENTES			
		ET Paso de los Libres NORTE	Ampliación ET Libres SUR	Ampliación ET IBERA	
ITEM	DESCRIPCIÓN	PRECIO EN U\$S			
1	EQUIP.CAMPO TRANSF. (RAMA 1de POLÍGONO)	1.414.022,66	0,00	0,00	
2	EQUIP.LINEA IBERA (RAMA 2 de POLIGONO)	440.012,42	0,00	0,00	
3	EQUIP.LINEA LIBRES SUR (RAMA 3 DEL POLIGONO)	440.012,42	406.561,97	406.561,97	
4	EQUIP.DE MEDIA TENSION 33 KV	350.319,62	0,00	0,00	
5	EQUIP.DE MEDIA TENSION 13,2 KV	430.631,61	0,00	0,00	
6	SISTEMA DE TELECONTROL	239.745,16	39.745,16	68.777,42	
7	PROTECCIONES	106.866,77	83.604,52	83.604,52	
8	SISTEMA DE COMUNICACIÓN	128.516,13	96.903,23	72.709,68	
9	SERVICIOS AUXILIARES	151.345,16	0,00	0,00	
10	CABLEADO Y CONEXIONADO	297.847,42	60.105,48	60.105,48	
11	SISTEMA CONTRA INCENDIO	34.274,19	0,00	0,00	
12	OBRA CIVIL	552.496,77	98.588,98	108.116,21	
13	ILUMINACION - Equipamiento	38.125,81	8.225,81	8.225,81	
14	INSTALACIONES PROVISORIAS	40.322,58	11.290,32	11.290,32	
15	PLANOS CONFORME A OBRA	15.200,00	5.522,58	5.522,58	
16	ENSAYOS Y PUESTA EN SERVICIO	16.935,48	6.290,32	6.290,32	
	SUBTOTAL	4.696.674,22	816.838,37	831.204,31	6.344.716,89
	IMPUESTOS (23,5%)	1.103.718,44	191.957,02	195.333,01	1.491.008,47
	TOTAL (1)	5.800.392,66	1.008.795,38	1.026.537,32	7.835.725,36

Proyecto a ser financiado por el Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR (FOCEM)
Subsecretaría de Energía – Ministerio de Obras y Servicios Públicos – Provincia de Corrientes



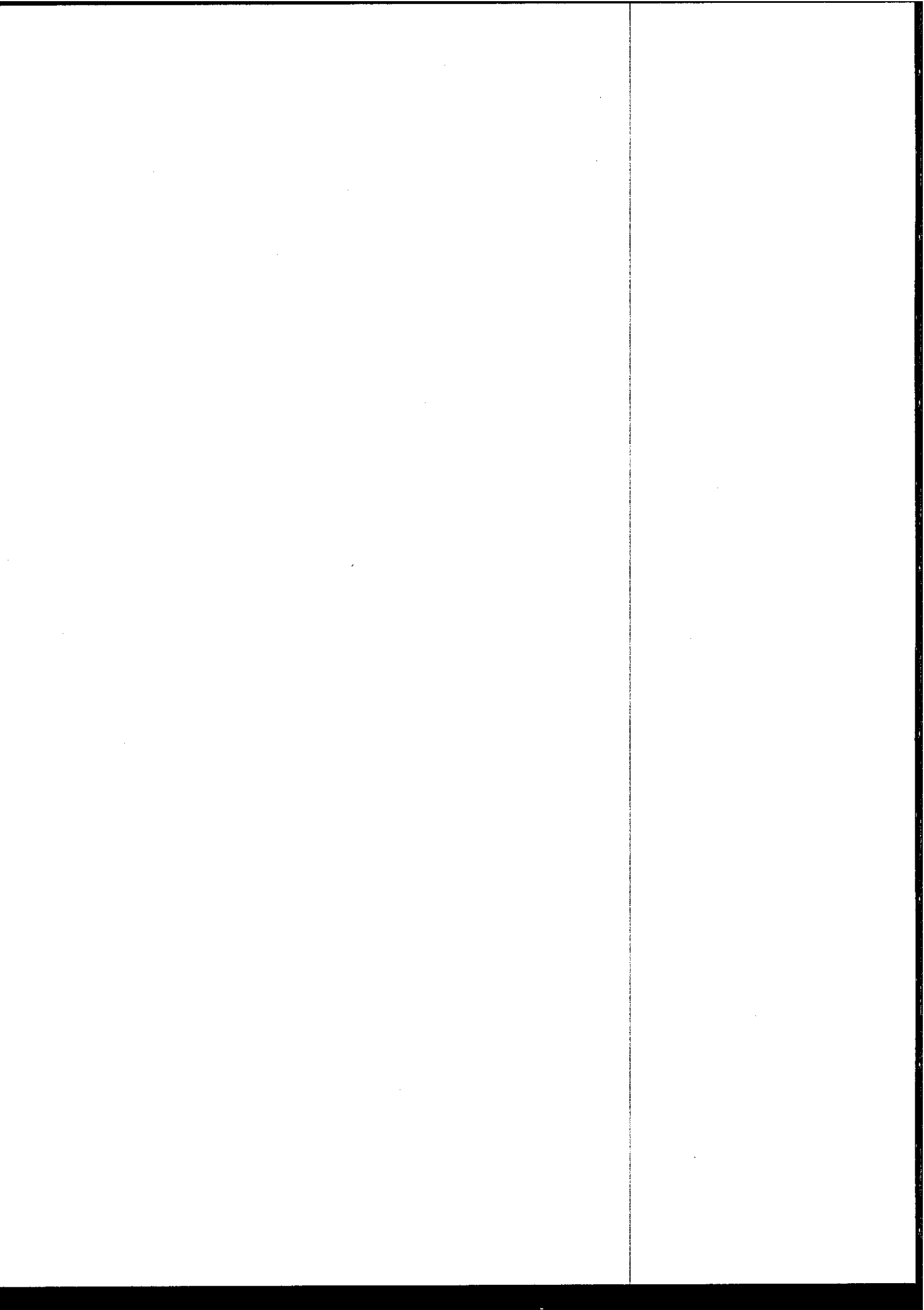
Planilla de Costos por Provisión y Montaje			
CONSTRUCCIÓN DE LINEAS DE TRANSMISIÓN		COMPONENTES	
		IBERÁ-LIBRES NORTE	LIBRES NORTE LIBRES SUR
ITEM	DESCRIPCION	PRECIO EN U\$S	
1	CONDUCTORES	1.773.476,80	126.077,85
2	CABLE DE GUARDIA	375.221,82	26.674,81
3	ESTRUCTURAS	1.448.621,26	102.983,62
4	AISLADORES	320.175,69	22.761,54
5	MORSETERÍA DEL CONDUCTOR	351.868,92	25.014,64
6	MORSETERÍA DEL CABLE DE GUARDIA	749.702,28	53.296,92
7	SISTEMA DE PUESTA A TIERRA	341.026,50	24.243,84
8	CONSTRUCCIÓN	2.781.404,72	197.732,23
9	PUESTA EN SERVICIO	199.241,03	14.164,20
SUBTOTAL		8.340.739,02	592.949,65
IMPUESTOS (23,5%)		1.960.073,67	139.343,17
TOTAL (2)		10.300.812,68	732.292,81
			TOTALES
			8.933.688,66
			2.099.416,84
			11.033.105,50

TOTAL (1) + TOTAL (2) + AUDITORÍA FOCEM CON IMP = 20.023.226,13 u\$S

Planilla de Costos por Provisión y Montaje			
COMPENSACION DE REACTIVO A CARGO DE LA PROVINCIA(2011/29)		COMPONENTE	
		SIN PROYEC	CON PROYEC
AÑO	DESCRIPCION	PRECIO EN U\$S	
2008	COMPENSACIÓN CAPACITIVA	59.612,42	
2010	COMPENSACIÓN CAPACITIVA	97.743,62	
2014	COMPENSACIÓN CAPACITIVA		195.487,24
2017	COMPENSACIÓN CAPACITIVA	59.612,42	
2018	COMPENSACIÓN CAPACITIVA		195.487,24
2019	COMPENSACIÓN CAPACITIVA	38.131,20	
2021	COMPENSACIÓN CAPACITIVA	97.743,62	
2022	COMPENSACIÓN CAPACITIVA		195.487,24
2023	COMPENSACIÓN CAPACITIVA	195.487,24	
2026	COMPENSACIÓN CAPACITIVA	97.743,62	195.487,24
2028	COMPENSACIÓN CAPACITIVA	135.874,82	
SUBTOTAL		781.948,96	781.948,96
IMPUESTOS (23,5%)		183.758,00	183.758,00
TOTAL (3)		965.706,96	965.706,96
			TOTALES
			781.948,96
			183.758,00
			965.706,96

Proyecto a ser financiado por el Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR (FOCEM)
Subsecretaría de Energía – Ministerio de Obras y Servicios Públicos – Provincia de Corrientes

Sl
F.N.
[Handwritten signatures]





Estas obras serán licitadas una vez aprobado el financiamiento del FOCEM y serán propiedad de la Provincia de Corrientes. El monto a ser financiado por FOCEM asciende a **13.116.511,17 US\$** de gastos elegibles.

Metodología de evaluación

Se evaluó el conjunto de instalaciones del proyecto que vincularán los sistemas actualmente radiales de la región, para convertirlo en un sistema mallado, seguro y confiable.

Se realizaron simulaciones del sistema eléctrico de la provincia de Corrientes en diferentes escenarios de expansión y en cada uno de ellos se compararon los costos de abastecimiento de la demanda de energía eléctrica con y sin el proyecto de interconexión.

Los escenarios analizados son:

- a. Sin la realización de las obras que se proponen, se incluyen obras menores.**
- b. El Sistema Mallado con proyecto**

El sistema Mallado con Proyecto es el que incluye el tramo Iberá – Paso de los Libres en 132 kV.

Se han analizado, en función de la demanda proyectada por el crecimiento vegetativo normal, incrementada por la demanda potencial que la expectativa de mayor oferta de energía en calidad y cantidad están dispuestos a requerir los sectores agrícolas y madereros de la región.

Se realizaron estudios eléctricos, que se adjuntan en formato digital, determinando para cada uno de ellos la Energía No Suministrada (ENS), con el objeto de calificar el desempeño de ambas alternativas.

De los resultados de los estudios mencionados surge una sensible diferencia en la ENS entre la alternativa con proyecto y la alternativa sin proyecto. Esta diferencia se ha considerado como un beneficio incremental para la alternativa con proyecto.

Para la evaluación del precio del MWH de ENS, se consideraron los lucros cesantes que sufrirían los sectores madereros, arroceros y comercial (27,10% de la demanda total de la región). En cuanto al resto de la demanda (Sector Residencial, Sector Público y Alumbrado), se considera el precio del MWH de la energía no suministrada a valor de tarifa vigente (109,95 U\$S/MWH) afectado por el porcentaje de participación en la demanda regional (72,90%,).

En el cuadro siguiente, con información proveniente de la Dirección de Estadísticas y Censos de la Provincia para el Año 2007, y el aporte de las Cámaras de Industriales Madereros y Arroceros de la Provincia, y Cámara de Comercio, se muestra la participación regional de cada sector, considerando las utilidades respectivas.

Se ha considerado la energía anual consumida por sector a los efectos de ponderar la relevancia de cada MWH en los guarismos finales.

Handwritten signatures and initials: "SE", "F.M.", and two large stylized signatures.



		COSTO DE LA ENERGÍA NO SUMINISTRADA							
		Participación de la Región	Producción Anual US\$	Utilidad		Energía Anual	Utilidad por MWH	Costo ENS	
% de Dem	Sector	%	US\$/Año	%	US\$/Año	MWH/a	US\$/MWH	US\$/MWH ENS	
27,10%	Producción Agrícola	48,44%	124.060.000	12%	14.887.200	35.600	418	418,18	
	Producción Forestal	44,20%	62.000.000	12%	7.440.000	45.000	165	165,33	
	Comercio	22,00%	93.000.000	4%	3.720.000	21.000	177	177,14	
72,90%	Resto de Demanda	Precio a valor de Tarifa Vigente * 72,90%							80,15
								840,81	

Para la evaluación de los costos de la alternativa sin proyecto se ha considerado el costo del MWH de ENS en **840,81 US\$/MWHENS**.



Cumplimiento de los Requisitos de Elegibilidad del Proyecto

El Proyecto de Interconexión Eléctrica en 132 kV Iberá – Paso de los Libres cumple las condiciones de elegibilidad establecidas en el Artículo 32, del Capítulo II, del Reglamento del Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR, ya que:

- a) Se trata de un proyecto propuesto y ejecutado bajo responsabilidad del sector público.
- b) El Proyecto se clasifica dentro de los Programas definidos en el Artículo 30 del citado reglamento, correspondiendo al Programa I, de Convergencia Estructural, y dentro de éste al punto iii) por tratarse de una línea de transmisión de energía eléctrica en alta tensión.
- c) Los gastos del proyecto tanto elegibles como no elegibles, se encuentran indicados en el análisis financiero, siendo los montos involucrados superiores a U\$S 500.000.
- d) El documento que se adjunta al presente, contiene la documentación exigida de acuerdo a lo dispuesto en el Capítulo III, Sección III.
- e) El Proyecto posee una tasa interna de retorno socioeconómico mayor que el 6,5%.

Sl
P.D.
Sl
Sl

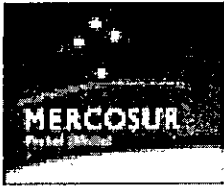


Relación de los documentos adjuntos para el cumplimiento de los requisitos de la presentación del Proyecto

Se adjunta al presente, la información que cubre los requisitos indicados en el numeral 3ero, del Art. 40 del Capítulo III, del Reglamento del Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR.

Esa información se encuentra en los siguientes documentos:

- **Descripción del proyecto.** Presenta una breve descripción técnica e institucional del proyecto, sus antecedentes, relaciones contractuales que se establecerán en el proyecto y grado de avance de la ejecución hasta el presente
- **Ficha Electrónica completa.** Es la ficha de acuerdo a lo descrito en el Reglamento.
- **Matriz de marco lógico.** Es la formulación y presentación del proyecto conforme a la metodología del sistema de Marco Lógico
- **Cronograma de Ejecución del Proyecto.** Contiene el cronograma detallado de la ejecución del proyecto, en sus aspectos técnicos, de adquisiciones y de obtención de las autorizaciones de los organismos competentes, incluso las ambientales.
- **Evaluación costo beneficio social.** Contiene la evaluación de la tasa interna de retorno del proyecto, del que forman parte las instalaciones a financiar por FOCEM. Se estima la tasa de retorno desde una óptica costo beneficio social.
- **Análisis Ambiental.** Contiene el estudio de impacto ambiental realizado por la UNNE (Universidad Nacional del Nordeste) en conjunto con la UNAM (Universidad Nacional de Misiones).



ANÁLISIS TÉCNICO

Sh
F.M.
[Handwritten signatures]



Origen y Antecedentes del Proyecto

Los antecedentes técnicos que se presentan, están enmarcados dentro del Plan de Obras Eléctricas prioritarias para el sistema eléctrico de la Provincia de Corrientes definidas para el **“Programa de Desarrollo e Integración en las Provincias del Norte Grande”**. El Programa está destinado a la construcción de infraestructura vinculada al desarrollo productivo, económico y social de las provincias de Tucumán, Salta, Jujuy, Formosa, Santiago del Estero, Chaco, Misiones, Catamarca y Corrientes.

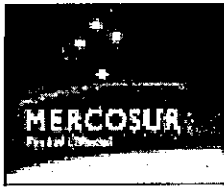
El objetivo del programa es revertir las asimetrías del desarrollo regional de la Argentina en el marco de un creciente proceso de integración, generando las bases para un desarrollo equitativo y sustentable basado en la valoración de las competitividades de la región, en la calificación de sus habitantes y en el aprovechamiento de sus recursos naturales. Mejorar la calidad de vida y las oportunidades para las distintas comunidades radicadas en la región, teniendo en cuenta las consecuencias ambientales y sociales.

La construcción del III Vínculo de la Represa Hidroeléctrica de Yacyretá entre la ET Rincón Santa María y la ET Colonia Elía de la Represa de Salto Grande en la Provincia de Entre Ríos, incluyó una Estación Compensadora a 40 km de la ciudad de Mercedes, en cuyo emplazamiento y debido a la solicitud de la Subsecretaría de Energía de la Provincia de Corrientes como única beneficiaria, se incluyó una ET Iberá en 500/132 kV y 300 MVA. Esta obra construida y financiada por la Nación Argentina, está terminada y en condiciones de entrar en servicio, requiriendo al efecto los vínculos con las Estaciones Transformadoras de la región. El proyecto objeto de esta solicitud es uno de los vínculos mencionados.

Actualmente Corrientes se encuentra con su Sistema de Transmisión de 132 kV y de Subtransmisión de 33 kV completamente saturado, consecuencia de la falta de inversión de los últimos años y de la evolución de las actividades maderera, arroceras y fruti-hortícola a partir del año 2002, acentuándose en el último año con requerimientos energéticos por parte de industrias asociadas a estos sectores, a la reactivación de las actividades mencionadas, y al crecimiento demográfico.

A modo de síntesis se puede decir que el Sistema Eléctrico de la Provincia está dividido en Tres Corredores de 132 kV que acompañan los ríos Paraná y Uruguay, los que conforman los límites de la Provincia (ver croquis en pág 6):

- Uno hacia el Oeste, en su mayor parte sobre la Ruta Nacional N° 12, entre la ET de Paso de la Patria, pasando por la ciudad Capital hasta la localidad de Esquina,
- Otro al Norte sobre el río Paraná, alimentado por la ET Rincón Santa María, desde la localidad de Ita Ibaté, hasta la localidad de Virasoro, y desde aquí por la costa del río Uruguay hasta la localidad de La Cruz, sobre la Ruta Nacional N° 14, y,
- El tercero, Corredor Sudeste, desde la Central Hidroeléctrica de Salto Grande hasta la localidad de Paso de los Libres, con vinculación a Monte Caseros, Curuzú Cuatiá y Mercedes.



Zonificación Eléctrica de la Provincia y Objetivos del Estudio

En la provincia de Corrientes (88.886 km²) se destacan cuatro regiones desde el punto de vista del Sistema Eléctrico:

- La región **Noroeste**, densamente poblada, donde se concentra aproximadamente el 40% de la población de la provincia (sobre un total 980.000 h) y el 40% de la demanda actual de energía eléctrica y comprende los departamentos Capital, San Cosme, Empedrado, Itatí y San Luis Del Palmar.
- La región **Noreste**, que involucra a los departamentos de Ituzaingó, San Miguel, Berón de Astrada, General Paz, Santo Tomé, Alvear y La Cruz, con un perfil de consumo agroforestal centrado en la ciudad de Virasoro.
- La región **Sureste**, que comprende los departamentos de San Martín, Alvear, Mercedes, Curuzú Cuatiá, Paso de los Libres, Monte Caseros y Sauce y, finalmente
- La región **Suroeste** que comprende los departamentos de Bella Vista, Saladas, Mburucuyá, Concepción, San Roque, Lavalle, Goya y Esquina.

El análisis tiene como objetivo fundamental evaluar en términos técnico-económicos la conveniencia de ejecutar el presente proyecto de interconexión eléctrica. Para dicho análisis se consideraron las áreas de influencia del proyecto:

B.1 Departamentos: Paso de los Libres, La Cruz, Alvear y Santo Tomé.

La población total de la zona asciende a 128.000 personas (Censo 2005). La mayor concentración se encuentra en Santo Tomé y Paso de los Libres con el 83,6%. Según información suministrada por la Dirección de Estadísticas y Censos (DEyC) de la provincia de Corrientes (enero 2005).

Esta zona tiene distintas actividades agroindustriales, siendo las principales la foresto-industrial y la arrocera. Santo Tomé dispone de gran cantidad de bosques cultivados de pino y eucaliptos que requieren para su procesamiento industrial, de energía confiable en calidad y cantidad. Esto daría un fuerte impulso productivo, generando fuentes de trabajo y valor agregado a la materia prima en bruto.

La actividad arrocera utiliza gran cantidad de agua para riego de sus cultivos. Ésta debe ser bombeada de perforaciones o desde ríos. Para ello en la actualidad se utiliza combustible líquido, cuyo costo y escasa disponibilidad limita el crecimiento. La sustitución de esta modalidad por el riego atendido a través de motobombas eléctricas, representa una flexibilidad de operación mucho mayor a un costo más conveniente, liberando equipamiento rural (Toma de fuerza de tractores para el bombeo).

Handwritten signatures and initials on the left margin, including a large signature and the initials 'P-N'.



B.2 Departamentos: Paso de los Libres, Monte Caseros, Mercedes, Curuzú Cuatía y Sauce.

La ciudad de Paso de los Libres, principal puesto fronterizo con el Brasil, requiere de un desarrollo y crecimiento acorde al experimentado por la ciudad vecina de Uruguayana en las últimas décadas. Esta asimetría no se condice con el concepto de convergencia estructural anhelado en la región.

A 70 km de la ET 500/132 kV Iberá se construirá la Estación Transformadora Paso de los Libres Norte. Con esta vinculación se concretará el cierre del anillo con el Sistema Este de la provincia. Esta Estación Transformadora es necesaria, ya que con la configuración actual, una sola de Estación Transformadora, debe transmitirse toda la potencia consumida por la ciudad desde un solo punto de suministro, con una configuración radial en abanico.

Esto hace que la calidad de servicio y de producto no sean aceptables, se encuentren fuera de lo que establece la normativa vigente y las pérdidas técnicas sean elevadas. Dentro de la planificación realizada se tiende a revertir esta situación de manera de poder disponer de un sistema seguro y confiable mejorando así la calidad de vida de los habitantes de esta región.

Los Departamentos de Mercedes y Curuzú Cuatía tienen una importante actividad arrocera, la cual por las razones expuestas en el apartado anterior, se ve limitada en su crecimiento y desarrollo.

El consumo de combustible líquido para toda la zona de interés del proyecto es de algo más de 4,2 Millones de litros, lo que equivale a 15.200 MWH para las 50.000 has cultivadas, las cuales podrían llevarse a 69.000 has si se dispusiera de la energía necesaria.

A valores de mercado el combustible utilizado para riego es de U\$S 3.108.000 (0,74 U\$S/lit), mientras que con la sustitución con Energía Eléctrica sería de U\$S 1.656.800 (a razón de 109,95 U\$S/MWH).

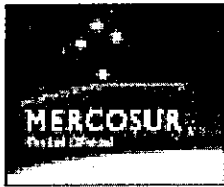
Para ello se debe realizar además la ampliación de la ET Paso de los Libres Sur.

Esta adecuación mejorará sensiblemente el servicio de la zona de influencia, con un horizonte de 20 años.

Oferta de Energía actual en la Región:

Vinculación desde Salto Grande, Provincia de Entre Ríos

Desde Salto Grande hasta Mercedes la longitud total es de **296 km**. El tramo entre Salto Grande y Monte Caseros tiene una sección de 240 mm², y de allí en adelante, hasta Mercedes, la sección es de 150 mm². El tramo entre Salto Grande y Paso de los Libres tiene longitud total de **236 km.**, con una sección de 240 mm² hasta Monte Caseros y de allí en adelante de 150 mm².



Vinculación desde Yacyretá, Provincia de Misiones

Desde la ET Rincón Sta. María hasta la ET de La Cruz (Ver Anexo 1), la longitud total es de **266 km.** en conductores de 150 mm². Son sistemas radiales muy distantes desde las fuentes de alimentación que hacen imposible la operación tal como se demuestra en el documento adicional "*Análisis del Sistema Eléctrico de la Provincia de Corrientes corredor Este. Estudios Eléctricos*". En el citado documento se concluye que la inclusión de las nuevas líneas, las compensaciones e instalación de la estación transformadora en Paso de los Libres Norte, mejorarán notablemente las condiciones operativas del sistema. Esto se traduce en mejores niveles de tensión en barras, y en atender el crecimiento de la demanda (producto del crecimiento vegetativo y de los incrementos puntuales oportunamente solicitados). Se evitarán las restricciones en el suministro de energía, como así también potenciar el intercambio de energía a través de la interconexión entre la E.T. de Paso de los Libres y la convertidora de Uruguayana. Por otra parte las pérdidas técnicas del sistema se reducen notablemente del 10,08% al 5,92% lo que representa una mejora sustantiva en la operación del sistema.

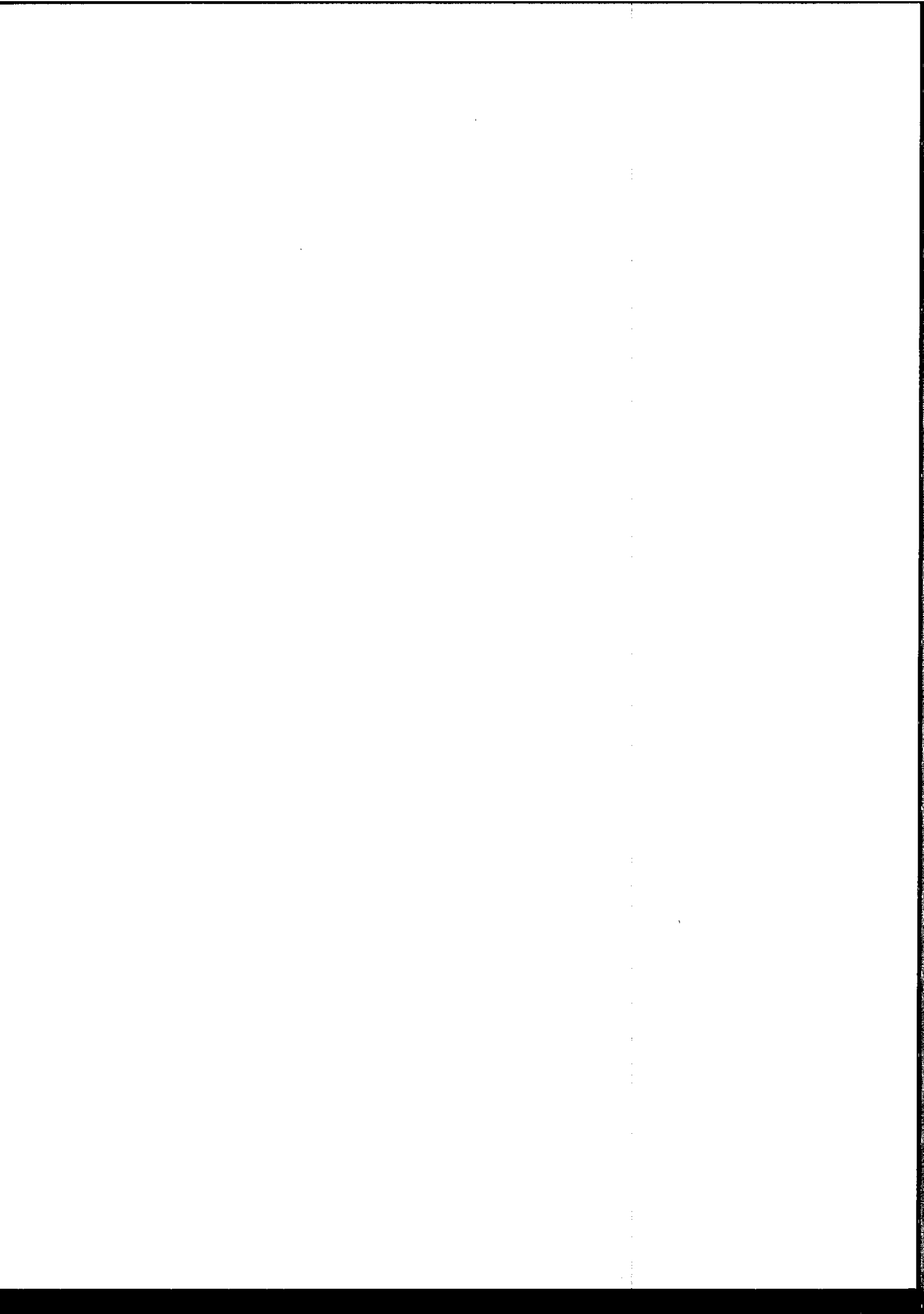
Los Estudios Eléctricos mencionados fueron realizados por la Subsecretaría de Energía de Corrientes para evaluar la Estación Transformadora Iberá en 500 kV, y las obras complementarias para vincularla al sistema correntino, una de las cuales es la LAT Iberá – Paso de los Libres Norte objeto del presente documento.

Otras alternativas de producción de energía

La generación de energía a partir de ciclos combinados alimentados por gas o biomasa requeriría de todos modos de la construcción de Líneas de Transporte para vincular a las regiones que se pretende beneficiar con el proyecto, y con inversiones iniciales muy superiores en generación para equiparar la potencia disponible con el proyecto actual. El costo actual de un ciclo combinado es de aproximadamente **1.500.000 US\$/MW**. Dado que la LAT propuesta está diseñada para transportar 100 MW, esta generación a través de un ciclo combinado implicaría una inversión superior a los 150 Millones de US\$.

Finalmente cabe mencionar que no existen acuerdos de suministros entre la Provincia y el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). La Dirección Provincial de Energía compra al MEM al precio SPOT toda la energía que requiere su demanda a los precios fijados hora por hora.

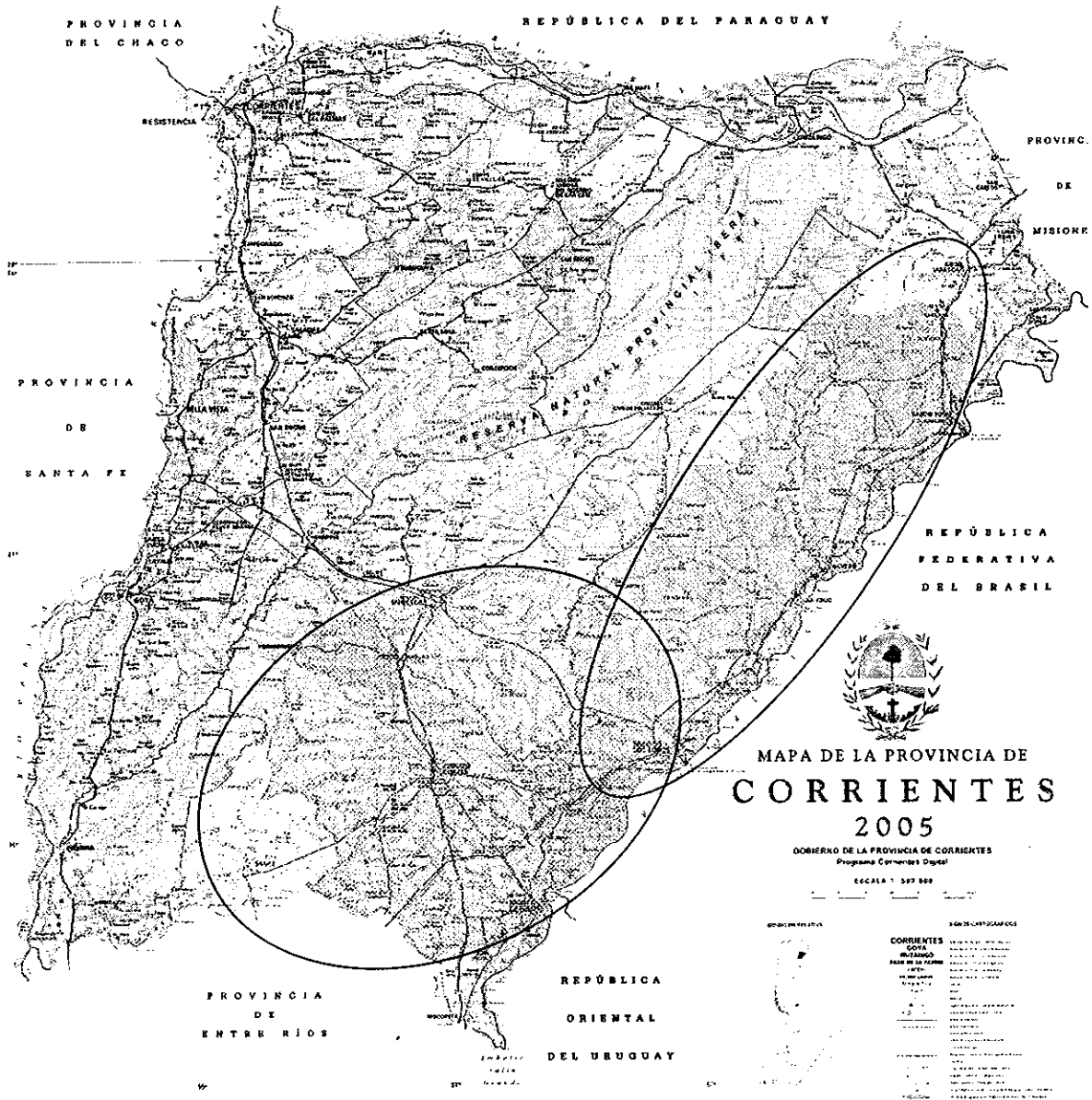
Sh
F.M.
[Handwritten signatures]





PROVINCIA DE CORRIENTES

Zona de Influencia del Proyecto



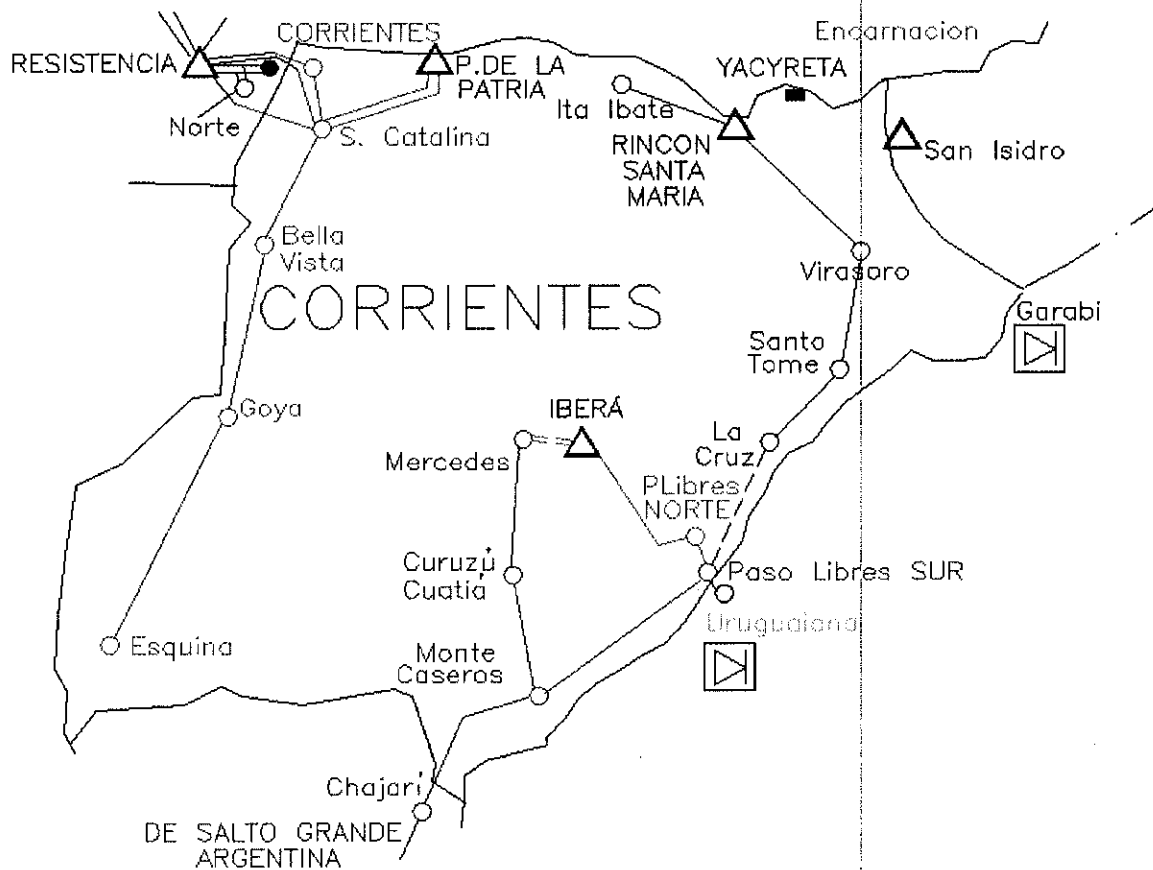
Sl
F.M.
JY
AA

Proyecto a ser financiado por el Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR (FOCEM)
Subsecretaría de Energía – Ministerio de Obras y Servicios Públicos – Provincia de Corrientes



SISTEMA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICO DE 132 KV

Provincia de Corrientes



REFERENCIAS

Estaciones Transformadoras	Líneas de Transmisión
△ E.T. 500 KV	— Líneas de 132 KV - En Construcción
○ E.T. 132/33/13,2 KV Existente - Corr.N	— Líneas de 132 KV Corr.O
○ E.T. 132/33/13,2 KV Existente - Corr.SE	— Líneas de 132 KV Corr.N
○ E.T. 132/33/13,2 KV Existente - Corr.O	- - Líneas de 132 KV Proyectadas
○ E.T. 132/33/13,2 KV Proyectada	- - Líneas de 132 KV - Corr.SE
□ Conversores	



Objetivos y Obras que Integran el Proyecto

Objetivo del proyecto

El objetivo de este proyecto es mejorar la oferta de energía y potencia, así como su calidad, estimulando la inversión y el crecimiento de la zona de influencia, reduciendo asimetrías existentes que postergan el desarrollo de las comunidades y actividades sectoriales.

Adicionalmente, el proyecto contribuye a potenciar el intercambio energético con el Brasil a través de la Conversora de la ciudad de Uruguayana, principal puesto fronterizo entre ambos países.

Consecuentemente, será necesario vincular la ET Iberá al corredor de 132 kV de la costa del río Uruguay, para lo cual se propone la construcción de una ET 132/33/13,2 kV Paso de los Libres Norte, y el vínculo LAT en 132 kV entre la ET Iberá y la mencionada ET Paso de los Libres Norte, y de esta última la interconexión con la ET Paso de los Libres Sur existente.

La ET 132 kV Paso de los Libres Sur, existente, tiene instalado dos transformadores de 15 MVA en 132/33/13,2kV, con una demanda actual que supera los 20 MVA, y que en seis años alcanzará el 87% de la potencia nominal, a un crecimiento del 4,6% anual. Adicionalmente la distribución radial en abanico en el casco urbano hacia la zona de expansión generará pérdidas técnicas inaceptables, razón por la cual, la repotenciación de la ET existente no es una solución viable, por lo cual se propone una nueva ET en la zona Norte de la ciudad.

Obras que integran el Proyecto:

- a) Campo de Línea en 132 kV en ET Iberá
- b) LAT 132kV ET 500/132 kV Iberá – ET 132/33/13,2 kV, Paso de los Libres Norte
- c) ET 132/33/13,2 kV, Paso de los Libres Norte
- d) LAT 132 kV ET Paso de los Libres Norte – ET Paso de los Libres Sur
- e) Ampliación ET 132/33/13,2 kV Paso de los Libres Sur (existente)
- f) Compensación Capacitiva

Descripción de las Componentes

a. Campo de línea en 132 kv en ET Ibera

Actualmente la ET 500 kV Iberá dispone del espacio físico para la conexión de la línea. Se puede observar en la fotografía de la ET Iberá, Pag 67 de este documento, las barras de 132 kV ya montadas. Se debe montar el equipamiento adicional para la conexión de la LAT, lo que habitualmente se denomina "Campo de Línea". Esta ampliación consistirá en un campo en 132 kV completo con sus equipos de maniobra de intemperie y sistemas de protecciones, control y comunicaciones. Los equipos de maniobra a incorporar son los siguientes:

- ✓ Un interruptor 132 kV de comando Unitripolar.
- ✓ Dos seccionadores en 132 kV para conexión a barras.

Handwritten signatures and initials: "sl", "P.D.", and two large signatures.



- ✓ Un seccionador en 132 kV de línea con puesta a tierra.
- ✓ Tres transformadores de tensión.
- ✓ Tres transformadores de corriente.
- ✓ Un gabinete conteniendo una protección de distancia, una protección de tierra y relees auxiliares.
- ✓ Un gabinete conteniendo el sistema de comunicaciones vía fibra óptica con el extremo opuesto y las interfaces necesarias para vincular los sistemas de control de ambas estaciones.
- ✓ Cableado y conexionado de estos equipos.

b. LAT 132kv ET 500/132 kv Iberá – ET 132/33/13,2 kv Paso de los Libres Norte

Consiste en la construcción de una Línea Aérea de Transmisión en 132 kV en simple terna, de aproximadamente 70 Km de longitud, con conductores de aluminio con alma de acero, ACSR de 300/50 mm² de sección. Como hilo de guardia se utilizará un cable OPG-W de 24 fibras ópticas.

El tipo de estructuras será en postación de H° A°, las características de las bases y cimentaciones serán definidas durante la etapa de la ingeniería de detalle. El aislamiento será de porcelana, vidrio o aisladores poliméricos.

c. ET 132/33/13,2 KV Paso de los Libres Norte

Memoria Descriptiva: La Estación Transformadora 132/33/13.2 kV "PASO DE LOS LIBRES NORTE" está basado en el diseño de una ET en configuración Poligonal-Diagonal; contemplando la incorporación de dos campos de LAT 132 kV. y un campo de transformación 132/33/13.2 kV. Los campos serán totalmente equipados con interruptores, seccionadores transformadores de medida, mediciones, protecciones y control.

El transformador de potencia previsto es de 15/15/15 MVA. Las Instalaciones electromecánicas de playa se complementan con el correspondiente Reactor de Neutro (9 MVA), un banco de capacitores a conectar en 13,2 kV (5 MVAR) y un transformador para servicios auxiliares (100 KVA).

La disposición adoptada para el emplazamiento en playa de maniobras de los distintos campos referidos, contempla la posibilidad de la ampliación para una configuración final de cuatro campos de líneas 132 kV y dos campos de transformación (2x30/30/30 MVA).

En media tensión se prevé el montaje de una semi-barra con celdas para conexión de transformador, medición y 4 salidas, tanto para 33 kV como para 13.2 kV; haciendo la reserva de espacio y construcción civil para el montaje futuro de igual número de celdas.

Los equipos de protección, supervisión y comando serán de última generación, incorporando un sistema integrado de protecciones y control que permita la operación desde una consola a emplazar en la sala de control y gabinetes de protecciones o bien desde el Centro de Control de DPEC en la ciudad de Corrientes.



Las comunicaciones con el resto del sistema eléctrico contemplan la utilización de tecnología digital a través de fibras ópticas a instalar en el hilo de guardia de la LAT 132 kV Paso de los Libres Norte – Iberá.

d. LAT 132 KV ET Paso de los Libres Norte – ET Paso de los Libres Sur

La línea 132 kV Paso de los Libres Norte-Paso de los Libres Sur vinculará estas dos Estaciones Transformadoras. Será una línea de aproximadamente 2 km, construida en estructuras de H° A° con cable de aluminio/acero de 240/40 mm² y cable de guardia del tipo OPGW para los sistemas de comunicaciones.

e. Ampliación ET 132/33/13,2 KV Paso de los Libres Sur

La ampliación de la ET Paso de los Libres Sur se realizará para vincularla con la ET Paso de Los Libres Norte. La obra consiste en un campo de Línea en 132 kV, un campo de Transformador y compensación capacitiva, completos con sus equipos de maniobra de intemperie y sistemas de protecciones, control y comunicaciones correspondientes. La evolución de la demanda requerirá de la compensación capacitiva a lo largo del período.

Actualmente la ET cuenta con dos transformadores de 15 MVA en 132/33/13,2 kV conectados a un solo interruptor y tres salidas de líneas. Una de ellas a Monte Caseros, la otra a La Cruz y la restante a la Conversora de Uruguayana. Todas ellas conectadas a un esquema de simple barra.

f. Compensación Capacitiva:

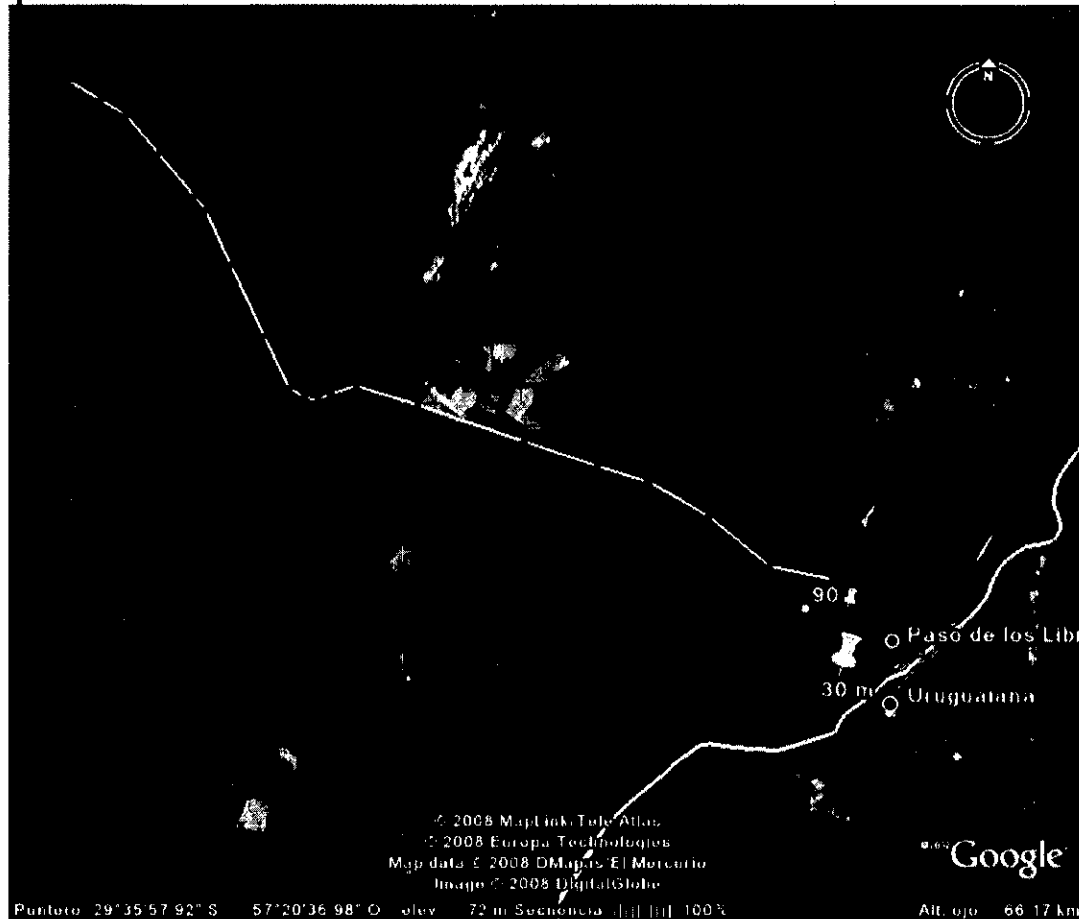
La evolución de la demanda a lo largo del período aumenta el compromiso de los sistemas eléctricos asociados, generando una paulatina degradación en la calidad de servicio por saturación de las líneas de transmisión y los transformadores dedicados. La primera, se produce de hecho por el aumento de la demanda y la incidencia que en la capacidad de porte produce la existencia de corrientes reactivas de naturaleza inductiva. Este fenómeno puede compensarse mediante cargas reactivas de signo opuesto (capacitivas) que reponen parte de la capacidad de transmisión perdida.

Se ha considerado realizar este tipo de compensaciones en ambos escenarios, con y sin proyecto, con magnitudes e inversiones que resultan de los estudios eléctricos que se adjuntan a la presentación.

Handwritten signatures and initials on the left margin, including "F.M." and other illegible marks.



Croquis de Ubicación



Resumen de las Inversiones a Realizar

GASTOS ELEGIBLES (U\$S)	
INVERSIONES ELEGIBLES	15.278.405,55
Aditoria FOCEM (1%)	152.784,06
TOTAL GASTOS ELEGIBLES	15.431.189,61
1. FOCEM (85%)	13.116.511,17
2. PROVINCIA (15%)	2.314.678,44
GASTOS NO ELEGIBLES (U\$S)	
IMPUESTOS TOTALES (23,5%)	3.626.329,56
TOTAL DE GASTOS NO ELEGIBLES	3.626.329,56
TOTALES (U\$S)	
TOTAL PROVINCIA(15% Eleg+No Eleg)	5.941.008,00
TOTAL FOCEM (85% de G.Elegibles)	13.116.511,17
SUBTOTAL	19.057.519,17
COMPENSACIÓN CAPACITIVA(Pcia 2011/29)	965.706,96
TOTAL GRAL GASTOS C/IMPUESTOS	20.023.226,13

Tasa de cambio de referencia al momento de formulación del Proyecto: 3,80 \$/U\$S.



Riesgos

Reasentamientos y Servidumbres de Electroducto:

Las gestiones destinadas a la Servidumbre Administrativa de Electroductos realizadas por la Provincia, han sido exitosas y se alcanzaron en su totalidad para 44,5 km de doble terna en 132 kV entre la ET Iberá 500 kV y la ET Mercedes 132 kV, durante el corriente año.

Los costos asociados a las indemnizaciones no han superado los USD 250 por parcela, razón por la cual serán absorbidos por la Provincia y no figuran en el listado de inversiones y gastos por su escasa relevancia. Se puede ver el derrotero del trámite en la página 67 de este documento.

Los trámites tendientes a obtener la Servidumbre Administrativa de Electroductos, se iniciarán una vez definido el financiamiento para la construcción de las instalaciones. El adelantamiento genera expectativas y negociaciones no convenientes en esta instancia. Se han establecido acuerdos informales con los propietarios de los fundos a ser afectados. Los cargos de la Servidumbre, tal como se ha hecho en otras instalaciones construidas por la Subsecretaría de Energía serán absorbidos por el presupuesto operativo del dicho Organismo.

No existen asentamientos en la traza prevista para el proyecto. La cantidad de propietarios afectados por el proyecto es de aproximadamente 25, y se tiene principio de acuerdo informal, para la instalación en el 75% de ellos. El procedimiento de SAE está perfeccionado y se llevará a cabo desde la SSE. La Ley de aplicación es la N° 4011/85.

En cuanto al emplazamiento de la Estación Transformadora Paso de los Libres Norte, se realizará en un predio a ser cedido en comodato para la construcción de las instalaciones propiedad del Municipio de Paso de los Libres. Téngase en cuenta que el proyecto a sido declarado de Interés Municipal por el Honorable Consejo Deliberante de la ciudad, y cuenta con el compromiso y proyecto de ordenanza pertinente cuya copia se adjunta. La adquisición del terreno se formalizará una vez obtenido el financiamiento y antes de la firma del convenio de préstamo.

Condicionamientos políticos:

Este proyecto forma parte de un plan energético provincial que se formulara en la anterior gestión de gobierno, durante la cual el actual gobernador se desempeñó como Ministro de Obras y Servicios Públicos. Nada hace suponer la interrupción del proyecto, más aún cuando la mayor parte de la inversión ya ha sido realizada en la construcción de la ET 500 KV y 300 MVA Iberá, la LAT 132 kV Doble Terna entre le ET Iberá y la ET Mercedes y la ampliación de ésta última.

SE
F.D.
[Handwritten signatures]



INFORMACIÓN INSTITUCIONAL:

La Institución responsable y ejecutora del Proyecto es la Subsecretaría de Energía dependiente del Ministerio de Obras y Servicios Públicos de la Provincia de Corrientes.

Ministro de Obras y Servicios Públicos: **Dr. Marcelo A. Falcione.**

Titular responsable: **Ing Juan Marcelo Gatti, Subsecretario de Energía.**

25 de Mayo 981. Tel 54 3783 476334

subsecretaria@senergiacorrientes.gov.ar

Corrientes (3400)

Argentina

La propietaria de todas las adquisiciones será la Provincia de Corrientes a través del Ministerio de Obras y Servicios Públicos.

Operadores del Sistema:

Los Campos de 132 kV en la Estación Iberá 500 kV serán operados por LITSA, transportista independiente con Licencia Técnica otorgada por TRANSENER S.A., transportista en Extra Alta Tensión de la República Argentina. En cuanto al resto de las instalaciones, la LAT Iberá-Libres y la ET Libres Norte será operada por la Dirección Provincial de Energía de Corrientes.



ANÁLISIS FINANCIERO

SE
P.M.



Análisis Financiero

La construcción de la Estación Transformadora Iberá en 500 kV y 300 MVA fue debidamente justificada con estudios eléctricos frente al Comité de Ejecución de las Obras del Tercer Vínculo de Yacyretá, integrado por la Secretaría de Energía de la Nación, Unidad Especial Sistema de Transmisión de Yacyretá (UESTY) y el Comité Administración del Fondo Fiduciario para el Transporte Eléctrico Federal (CAF).

Esta Estación Transformadora constituye un elemento excluyente en el análisis, de tal manera que, la opción de no ejecutar obra alguna en la región de influencia de la ET Iberá, no constituye una alternativa válida. Mal podría quedar la ET Iberá en vacío por falta de vinculación con un sistema, hoy endeble y frágil, y finalmente, único beneficiario de la misma.

Por lo expuesto, la vinculación de esta importante Estación de Transformación con el sistema correntino, la que ya se encuentra energizada esperando los vínculos de interconexión, es imprescindible para la provincia y para la racionalidad de la inversión involucrada en dicho emprendimiento.

Por esta razón se analiza la alternativa de vinculación de la ET IBERÁ con el corredor de la costa del Uruguay, en el marco de las opciones analizadas en los estudios eléctricos que sustentaron la aprobación de la obra como complementaria del Proyecto Tercer Vínculo de Yacyretá.

La evaluación económica del Proyecto, se orienta a sopesar la incidencia del mismo en el aumento de la energía y potencia a suministrar, dentro de hipótesis conservadoras de crecimiento de la demanda, como así también de evolución tarifaria.

Las inversiones necesarias, serán afrontadas con recursos provinciales y con recursos financieros provenientes del **Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR (FOCEM)**, en proporciones que se explicitarán más adelante.

Las Demandas en la Zona de Influencia del Proyecto

Con el objeto de cuantificar la demanda actual, se requirieron del operador provincial las estadísticas históricas de demanda en potencia y energía en las Estaciones Transformadoras en servicio en la zona de influencia del proyecto.

Por otra parte, para dimensionar el incremento de la energía a demandar en dicha zona por la incorporación del proyecto al sistema correntino, se trabajó con la información proveniente del censo forestoindustrial realizado por la provincia en el año 2005, con las asociaciones de productores agropecuarios, forestales, arroceras, frutihortícolas y tabacaleras.



Demandas en la Zona de Influencia del Proyecto

VIRASORO				
Año	Potencia		Energía	
	(MW)	Crecimiento	(MW-h/Año)	Crecimiento
2000	10,58		69.954,34	
2001	11,06	4,52%	73.113,57	4,52%
2002	11,54	4,32%	76.272,80	4,32%
2003	12,02	4,14%	79.432,03	4,14%
2004	12,56	4,55%	83.042,57	4,55%
2005	13,11	4,35%	86.653,12	4,35%
2006	14,22	8,48%	94.005,10	8,48%
2007	15,43	8,49%	101.996,28	8,50%
PASO DE LOS LIBRES				
Año	Potencia		Energía	
	(MW)	Crecimiento	(MW-h/Año)	Crecimiento
2000	15,50		73.656,00	
2001	16,20	4,52%	76.982,40	4,52%
2002	16,90	4,32%	80.308,80	4,32%
2003	17,60	4,14%	83.635,20	4,14%
2004	18,40	4,55%	87.436,80	4,55%
2005	19,20	4,35%	91.238,40	4,35%
2006	20,83	8,48%	98.979,41	8,48%
2007	22,60	8,49%	106.803,40	7,90%
MONTE CASEROS				
Año	Potencia		Energía	
	(MW)	Crecimiento	(MW-h/Año)	Crecimiento
2000	10,8		55.054,08	
2001	11,3	4,63%	57.602,88	4,63%
2002	11,8	4,42%	60.151,68	4,42%
2003	12,4	5,08%	63.210,24	5,08%
2004	13	4,84%	66.268,80	4,84%
2005	13,7	5,38%	69.837,12	5,38%
2006	14,6	6,57%	74.424,96	6,57%
2007	15,7	7,53%	80.258,86	7,84%
LA CRUZ				
Año	Potencia		Energía	
	(MW)	Crecimiento	(MW-h/Año)	Crecimiento
2000	3,3		15.345,54	
2001	3,5	5,88%	16.304,64	5,88%
2002	3,7	5,56%	17.263,73	5,56%
2003	3,9	5,26%	18.222,83	5,26%
2004	4,1	5,00%	19.181,93	5,00%
2005	4,3	4,76%	20.141,02	4,76%
2006	4,5	5,01%	21.203,31	5,01%
2007	5,0	9,39%	23.417,73	9,46%
SANTO TOMÉ				
Año	Potencia		Energía	
	(MW)	Crecimiento	(MW-h/Año)	Crecimiento
2000	5,2		30.832,21	
2001	5,4	3,37%	31.907,75	3,37%
2002	5,5	3,26%	32.983,29	3,26%
2003	5,8	4,21%	34.433,11	4,21%
2004	6,0	4,04%	35.882,92	4,04%
2005	6,3	3,88%	37.332,74	3,88%
2006	6,6	4,87%	39.243,92	4,87%
2007	7,0	6,08%	41.626,84	5,72%

PROYECCIÓN DE DEMANDA	
AÑO	Total GWh/Año
2008	375,35
2009	388,86
2010	402,86
2011	417,36
2012	432,39
2013	447,95
2014	464,08
2015	480,79
2016	498,10
2017	516,03
2018	534,61
2019	553,85
2020	573,79
2021	594,45
2022	615,85
2023	638,02
2024	660,99
2025	684,78
2026	709,43
2027	734,97
2028	761,43
2029	788,84

TASA CREC.	3.6 %
-------------------	--------------

Proyecto a ser financiado por el Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR (FOCEM)
Subsecretaría de Energía – Ministerio de Obras y Servicios Públicos – Provincia de Corrientes

F.D.
[Handwritten signatures]



En las tablas se consignan las demandas históricas para cada una de las Estaciones Transformadoras que serán beneficiadas por el Proyecto. Para la confección de la Tabla “**Proyección de Demanda**”, se han sumado las demandas para cada ET, correspondientes al año 2007, constituyendo esta cifra la demanda total de la zona de influencia para ese año.

A continuación se incrementó esa cifra en un 6% para obtener la correspondiente al año 2008. A partir de allí, se incrementa la serie con un 3,6% anual.

La información histórica de demandas fue suministrada por la Dirección Provincial de Energía de Corrientes. En el cuadro siguiente se observan las proyecciones de demanda previstas por los sectores productivos. Se puede observar un salto en la demanda a partir del año 2019. Esto se debe a la intención de realizar inversiones de los sectores involucrados ante la expectativa de disponer de una mayor oferta de energía en calidad y cantidad.

Aumento de Energía Anual Sectorial en MWH	2008/2018	2019/2029
Arroceros	6.170,24	10.888,66
Madereros (50% del total)	37.187,52	73.937,60
TOTAL	43.357,76	84.826,26

Alternativas de Evolución del Sistema

Si bien la construcción de los vínculos entre la nueva ET Iberá en 500 kV es una alternativa ineludible, por cuanto sin ellos quedaría una ET de 300 MVA en vacío, a los efectos de realizar un análisis comparativo, se suponen dos alternativas, una contempla la construcción de obras en el período por parte de la provincia, con el objeto de atender la proyección de la demanda, aún con falencias de sistema. La otra con el proyecto de interconexión de la ET Iberá con el corredor del Uruguay, ET Paso de los Libres Norte.

La primera, la **Alternativa** sin el proyecto, se reduce a realizar una **Readecuación** de Instalaciones de Transformación y Transporte, como así también de **Compensación Capacitiva**. Se contemplan obras entre los años 2009 y 2029, destinadas en ambos casos (Compensación Reactiva) a mitigar los efectos de la caída de tensión provocada por el aumento de la demanda.



Las Inversiones para la Alternativa Sin Proyecto

INVERSIONES A REALIZAR ALTERNATIVA SIN PROYECTO				
Año	Comp. Reactiva	LAT	Ubicación	Costo en Miles de US\$
2008	6 MVAR		ET P. Libres	74
2009		ET Libres Norte + Vínculo		6.533
2010	9 MVAR		Santo Tomé	121
2017	6 MVAR		ET P. Libres	74
2019	3 MVAR		ET P. Libres	47
2021	9 MVAR		ET P. Libres	121
2023	18 MVAR		ET P. Libres & Mte Cas	241
2026	9 MVAR		ET P. Libres	121
2028	12 MVAR		ET P. Libres & La Cruz	168
			Provincia	7.498

Las Inversiones para la alternativa Con Proyecto

INVERSIONES A REALIZAR PROYECTO IBERÁ - PASO DE LOS LIBRES							
Comp. reactiva	LAT	ET	Ubicación	Total Miles US\$	2009	2010	2011-2029
		ET Libres Norte	Pº Libres	5.800	4.872	928	
	Iberá-Libres Norte		Mercedes - Libres	10.301	7.211	3.090	
	Libres Norte-Libres Sur		Pº Libres	732		732	
		Ampl ET Libres Sur	Pº Libres	1.009	404	605	
Compensación			Pº Libres	966			966
		Ampl Campo Iberá	Mercedes	1.027	308	719	
TOTAL				19.835	12.795	6.074	966

De las inversiones explicitadas en el cuadro anterior se han discriminado las Elegibles, Provisión y Montaje, de las No Elegibles e Impuestos. Las primeras se financian en la proporción 85% FOCEM y 15% Provincia, las últimas son a cargo de la Provincia. Tasa de cambio de referencia al momento de la formulación del Proyecto: 3.80 \$/US\$.

Handwritten signature and initials.



Inversiones Totales

GASTOS ELEGIBLES (U\$S)	
INVERSIONES ELEGIBLES	15.278.405,55
Aditoría FOCEM (1%)	152.784,06
TOTAL GASTOS ELEGIBLES	15.431.189,61
1. FOCEM (85%)	13.116.511,17
2. PROVINCIA (15%)	2.314.678,44
GASTOS NO ELEGIBLES (U\$S)	
IMPUESTOS TOTALES (23,5%)	3.626.329,56
TOTAL DE GASTOS NO ELEGIBLES	3.626.329,56
TOTALES (U\$S)	
TOTAL PROVINCIA(15% Eleg+No Eleg)	5.941.008,00
TOTAL FOCEM (86% de G.Elegibles)	13.116.511,17
SUBTOTAL	19.057.519,17
COMPENSACIÓN CAPACITIVA(Pcia 2011/29)	865.706,96
TOTAL GRAL GASTOS C/IMPUESTOS	20.023.226,13


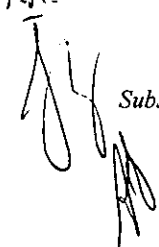
Presupuestos Desagregados

Planilla de Costos por Provisión y Montaje				
CONSTRUCCIÓN Y AMPLIACIÓN DE ESTACIONES TRANSFORMADORAS		ET Paso de los Libres NORTE	Ampliación ET Libres SUR	Ampliación ET IBERA
ITEM	DESCRIPCION	PRECIOS EN U\$S		
1	EQUIP.CAMPO TRANSF. (RAMA 1de POLIGONO)	1.414.022,66	0,00	0,00
2	EQUIP.LINEA IBERA (RAMA 2 de POLIGONO)	440.012,42	0,00	0,00
3	EQUIP.LINEA LIBRES SUR (RAMA 3 DEL POLIGONO)	440.012,42	406.561,97	406.561,97
4	EQUIP.DE MEDIA TENSION 33 KV	350.319,62	0,00	0,00
5	EQUIP.DE MEDIA TENSION 13,2 KV	430.631,61	0,00	0,00
6	SISTEMA DE TELECONTROL	239.745,16	39.745,16	68.777,42
7	PROTECCIONES	106.866,77	83.604,52	83.604,52
8	SISTEMA DE COMUNICACIÓN	128.516,13	96.903,23	72.709,68
9	SERVICIOS AUXILIARES	151.345,16	0,00	0,00
10	CABLEADO Y CONEXIONADO	297.847,42	60.105,48	60.105,48
11	SISTEMA CONTRA INCENDIO	34.274,19	0,00	0,00
12	OBRA CIVIL	552.496,77	98.588,98	108.116,21
13	ILUMINACION – Equipamiento	38.125,81	8.225,81	8.225,81
14	INSTALACIONES PROVISORIAS	40.322,58	11.290,32	11.290,32
15	PLANOS CONFORME A OBRA	15.200,00	5.522,58	5.522,58
16	ENSAYOS Y PUESTA EN SERVICIO	16.935,48	6.290,32	6.290,32
SUBTOTAL		4.696.674,22	816.838,37	831.204,31
IMPUESTOS (23,5%)		1.103.718,44	191.957,02	195.333,01
TOTAL		5.800.392,66	1.008.795,38	1.026.537,32



Planilla de Costos por Provisión y Montaje			
CONSTRUCCIÓN DE LINEAS DE TRANSMISIÓN		IBERÁ-LIBRES NORTE	LIBRES NORTE LIBRES SUR
ITEM	DESCRIPCION	PRECIOS EN US\$	
1	CONDUCTORES	1.773.476,80	126.077,85
2	CABLE DE GUARDIA	375.221,82	26.674,81
3	ESTRUCTURAS	1.448.621,26	102.983,62
4	AISLADORES	320.175,69	22.761,54
5	MORSETERÍA DEL CONDUCTOR	351.868,92	25.014,64
6	MORSETERÍA DEL CABLE DE GUARDIA	749.702,28	53.296,92
7	SISTEMA DE PUESTA A TIERRA	341.026,50	24.243,84
8	CONSTRUCCIÓN	2.781.404,72	197.732,23
9	PUESTA EN SERVICIO	199.241,03	14.164,20
SUBTOTAL		8.340.739,02	592.949,65
IMPUESTOS (23,5%)		1.960.073,67	139.343,17
TOTAL		10.300.812,68	732.292,81

Planilla de Costos por Provisión y Montaje			
COMPENSACION DE REACTIVO		SIN PROYEC	CON PROYEC
AÑO	DESCRIPCION	US\$	US\$
2008	COMPENSACIÓN CAPACITIVA	59.612,42	
2010	COMPENSACIÓN CAPACITIVA	97.743,62	
2014	COMPENSACIÓN CAPACITIVA		195.487,24
2017	COMPENSACIÓN CAPACITIVA	59.612,42	
2018	COMPENSACIÓN CAPACITIVA		195.487,24
2019	COMPENSACIÓN CAPACITIVA	38.131,20	
2021	COMPENSACIÓN CAPACITIVA	97.743,62	
2022	COMPENSACIÓN CAPACITIVA		195.487,24
2023	COMPENSACIÓN CAPACITIVA	195.487,24	
2026	COMPENSACIÓN CAPACITIVA	97.743,62	195.487,24
2028	COMPENSACIÓN CAPACITIVA	135.874,82	
SUBTOTAL		781.948,96	781.948,96
IMPUESTOS (23,5%)		183.758,00	183.758,00
TOTAL		965.706,96	965.706,96


 F.A.


Proyecto a ser financiado por el Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR (FOCEM)
 Subsecretaría de Energía – Ministerio de Obras y Servicios Públicos – Provincia de Corrientes



Energía No Suministrada

Como en ambas alternativas, Sin y Con proyecto habrá Energía No Suministrada (ENS) considerando la demanda proyectada total, la ENS para la alternativa sin proyecto resultará mayor. Se ha considerado la evaluación por costos y beneficios incrementales entre ambas alternativas.

En la práctica, según la normativa vigente (Ley 24.065) el Transportista no realiza inversiones, sólo opera y mantiene las instalaciones, teniendo por ello una remuneración a su gestión empresaria que incluye la Energía Transportada anualmente, la Capacidad de Transformación puesta a disposición, la Disponibilidad de las Líneas de Transmisión y los Cargos por Conexión en las estaciones transformadoras.

Las inversiones necesarias para las ampliaciones del sistema de transmisión son a cargo del beneficiario, normalmente pasadas a tarifa final. Sin embargo se ha supuesto una inversión privada considerando el proyecto y sus gastos, con los ingresos que resultarían de los cargos aplicados según se han descrito en el párrafo anterior. Del análisis, cuyo flujo se observa en el punto 7, se puede observar la inviabilidad del proyecto, resultando un VAN negativo y una TIR imposible de calcular por no existir valores positivos en la serie.

Se ha definido el precio de la ENS, ponderando el lucro cesante que impacta en la economía regional. En cuanto al resto de la demanda (Sector Residencial, Sector Público y Alumbrado), se considera el precio del MWH de la energía no suministrada a valor de tarifa vigente (109.95 U\$S/MWH) afectado por el porcentaje de participación en la demanda (72,90%).

En cuanto a los valores consignados en la columna "Pérdidas", se refieren a la energía perdida en los sistema eléctricos por cuestiones de índole física (Efecto Joule, efecto corona, histéresis, etc), y son obtenidos de los estudios eléctricos que se adjuntan en formato digital. La incorporación de nuevas instalaciones reduce las pérdidas técnicas mejorando la prestación.

Así pues, sectorizando la demanda de acuerdo a su perfil tendremos:

Participación Sectorial en la Demanda	
CONSUMO	PORCENTAJE
RESIDENCIAL	64,40%
ARROCEROS	9,50%
MADEREROS	12,00%
COMERCIAL	5,60%
ENTIDADES ESTATALES	4,50%
ALUMBRADO PUBLICO	4,00%
TOTAL	100,00%



Descripción de los ítems considerados:

- **Inversiones**

Para las Inversiones se consideraron los montos vertidos en la tablas correspondientes a los gastos por Componente explicitadas anteriormente. Para el caso de Repotenciación y Compensación, se estimaron las inversiones a realizar en el período para atender la demanda proyectada. Para el caso LAT 132 IBERÁ-PASO DE LOS LIBRES se tomaron en cuenta para la evaluación económica, las inversiones que realizará la provincia en las obras complementarias, **Ampliación** y las diversas **Compensaciones Capacitivas** y construcción de la **Estación Transformadora Paso de los Libres Norte** y su vínculo a la red. Los desembolsos están previstos para los años 2009 y 2010.

- **Operación y Mantenimiento**

Para el cálculo de los costos de Operación y Mantenimiento de las instalaciones a construir o adecuar, se toma un porcentaje sobre las inversiones, que se ha estimado en 1,7 % a partir de la entrada en servicio de las mismas.

- **Energía No Suministrada**

Para ambas alternativas se ha analizado la ENS, en función de la demanda proyectada por el crecimiento vegetativo normal, incrementada por la demanda potencial que la expectativa de mayor oferta de energía en calidad y cantidad están dispuestos a requerir los sectores agrícolas y madereros de la región.

En ambos casos se han realizado los estudios eléctricos, determinando para cada uno de ellos la Energía No Suministrada (ENS), con el objeto de calificar el desempeño de ambas alternativas. Obviamente hay una sensible diferencia en la ENS entre la alternativa con proyecto y la alternativa sin proyecto. Esta diferencia se ha considerado como un beneficio incremental de la alternativa con proyecto.

Para la evaluación del precio del MWH de ENS, se consideraron los lucros cesantes que sufrirían los sectores madereros, arroceros y comercial. En cuanto al resto de la demanda (Sector Residencial, Sector Público y Alumbrado), se considera el precio del MWH de la energía no suministrada a valor de tarifa vigente (109,95 U\$S/MWH) afectado por el porcentaje de participación en la demanda (72,90%). Ésta es una hipótesis muy conservadora por cuanto la indisponibilidad de un MWH adicional tiene en la realidad y la práctica un precio mucho mayor. Tal concepto se ve respaldado por la multa máxima que se aplica a los transportistas en el Mercado Mayorista Eléctrico de la Argentina en situación de falla que es de U\$S 1.500 por MWH no suministrado (ENS).

SE
P.R.

AB
AD



No se ha considerado en la evaluación de la ENS, el impacto que ésta tiene sobre la Mano de Obra involucrada en la actividad de cada uno de los sectores. Esta es una hipótesis muy conservadora ya que en la realidad, la actividad económica regional es sensible a la MO, por cuanto la reducción de ingresos en cada hogar como consecuencia de la ENS, necesariamente reducirá su capacidad de consumo y por ende la actividad económica.

En el cuadro siguiente, con información proveniente de la Dirección de Estadísticas y Censos de la Provincia para el Año 2007, y el aporte de las Cámaras de Industriales Madereros y Arroceros de la Provincia, y Cámara de Comercio, se muestra la participación regional en cada sector, considerando las utilidades respectivas.

Se ha considerado la energía anual consumida por sector a los efectos de ponderar la relevancia de cada MWH en los guarismos finales.

		COSTO DE LA ENERGÍA NO SUMINISTRADA						
		Participación de la Región	Producción Anual US\$	Utilidad		Energía Anual	Utilidad por MWH	Costo ENS
% de Dem	Sector	%	US\$/Año	%	US\$/Año	MWH/a	US\$/MWH	US\$/MWHENS
27,10%	Producción Agrícola	48,44%	124.060.000	12%	14.887.200	35.600	418	418,18
	Producción Forestal	44,20%	62.000.000	12%	7.440.000	45.000	165	165,33
	Comercio	22,00%	93.000.000	4%	3.720.000	21.000	177	177,14
72,90%	Resto de Demanda	Precio a valor de Tarifa Vigente * 72,90%						80,15
100%								840,81

El valor resultante para la ENS es de **840,81 US\$/MWH**. Téngase en cuenta que el Mercado Mayorista Eléctrico de la Argentina penaliza a los operadores con US\$ 1.500 por MWH no suministrado (ENS).

Evolución de la Demanda:

Energía Demandada: Para el año 2008 se toma el 6% de la demanda del año 2007 en la tabla de **Proyección de Demanda** (pag 38/53), y se le suma el aumento Sectorial de la tabla **Aumento de Energía Anual Sectorial**, Entre los años 2009 y 2017 se aplica un incremento anual del 3,6%.

A partir del Año 2018 se incrementa, según la misma tabla, debido al aumento proyectado por los sectores maderero y arrocerero.

Luego se continúa la serie hasta el final con incrementos del 3,6% anual. De los estudios eléctricos se obtiene la ENS. La diferencia se la multiplica por la tarifa monómica media



anual, afectándolo con un coeficiente (Energía Vendida /Energía Operada) de 97%, que pondera las pérdidas técnicas del sistema.

A partir del año 2019 inclusive en adelante, se tiene en cuenta un aumento de la ENS proporcional al crecimiento proyectado de la demanda de los sectores madereros y arroceros.

Tarifas

Año 2007:

El cuadro tarifario de la Dirección Provincial de Energía de Corrientes (DPEC) en vigencia, determina una tarifa Monómica para el año 2005 de 62.33 U\$\$/MWh con impuestos incluidos. Se toma como incremento del Valor Agregado de Distribución (VAD), el acordado por Empresa Distribuidora de Energía de La Plata (EDELAP), en la renegociación de los contratos de concesión con la UNIREN (Unidad de Renegociación de Contratos de Servicios Públicos), el 23%, con un incremento adicional del 20% por la baja densidad poblacional, alto nivel isocerámico, rigor climático y topografía compleja, de tal forma que;

Tarifa media actual aplicada:	U\$\$/MWh 62,33
Costo de compra al MEM:	U\$\$/MWh 23,33
VAD Enero de 2005:	U\$\$/MWh 39,00
Actualización del VAD (23%*1.20) x 1.476	U\$\$ /MWh 57,56
Costo de compra al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)	U\$\$ /MWh 23,33
Tarifa media año 2007	U\$\$ /MWh 80,89

Años 2008-2009:

Se toma la parte de los costos que evolucionaron con un índice similar al incremento de la energía eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) . Estos son los insumos, repuestos, etc que, en términos generales representan el 50% del VAD que aplica actualmente DPEC, manteniéndose fijo el 50% restante:

Costo de compra actual	U\$\$/MWh 23,33
Costo de compra a futuro	U\$\$/MWh 31,66
Variación del 50% del VAD	U\$\$/MWh 42,48
Sin variación el 50% del VAD	U\$\$/MWh 28,78
VAD 2008-2009	U\$\$/MWh 71,26
Tarifa Media 2008-2009	U\$\$/MWh 112,92

Años 2010 en adelante:

Para este período se aplica un incremento del 30% al 50% del VAD que no sufra modificaciones en el período 2008-2009:

Se
F.N.
[Handwritten signatures]



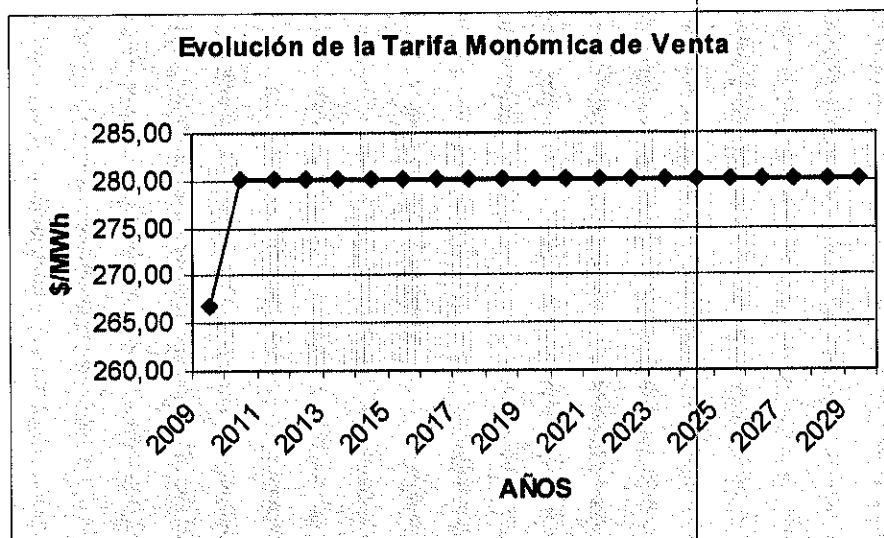
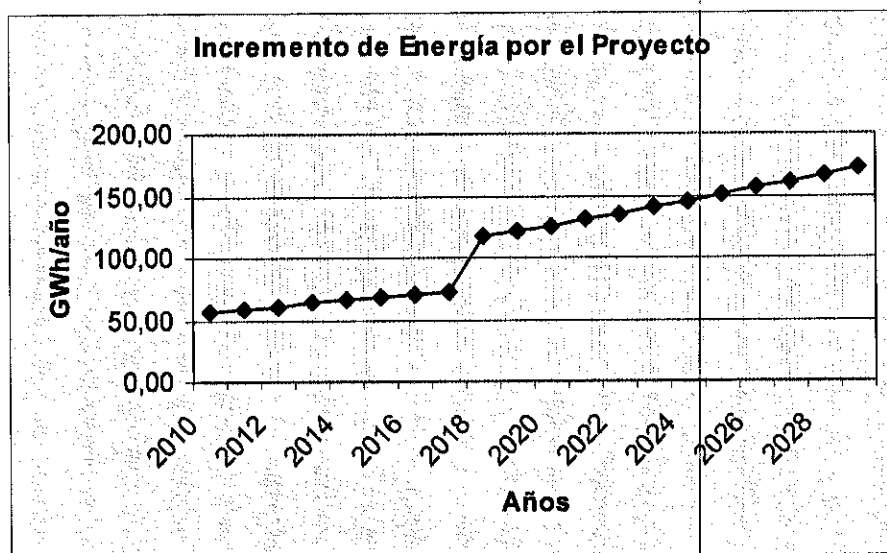
Costo de Compra a Futuro
50% del VAD sin Variación respecto 2008/09
50% del VAD con incremento del 30%
VAD 2010-2027

U\$S/MWh 28,00
U\$S/MWh 35,63
U\$S/MWh 46,32
U\$S/MWh 81,95

Tarifa Media 2010-2029

U\$S/MWh 109,95

Como **Valor Residual** se considera el 15 % de la Inversión, para cada caso analizado.
De la Energía Operada por las instalaciones del proyecto, se obtiene la energía realmente a vender, afectando a la primera por el 97%, considerando así las pérdidas técnicas del sistema.





Análisis desde una óptica de inversión Privada

A los efectos de sustentar más aún la alternativa seleccionada, se ha realizado la evaluación financiera como si se tratara de un emprendimiento privado, para el cual la remuneración del servicio se pondera en función de lo establecido en la Normativa vigente para los conceptos de "peaje", es decir;

- Cargos por Conexión,
- Energía Transportada anualmente,
- Capacidad de Transformación Dedicada, y,
- Disponibilidad de Líneas.

No se ha calculado la TIR por cuanto no hay valores positivos en la serie. Como se ha mencionado anteriormente, la Ley 24.065/92, del Marco Regulatorio Eléctrico de la República Argentina, que practicó la segmentación vertical de la actividad en Generación, Transmisión y Distribución, exime a los Operadores del Transporte de la Energía Eléctrica de realizar inversiones.

Éstas, deben ser remuneradas por los beneficiarios, el transportista solo opera y mantiene las instalaciones.

Consecuentemente, las inversiones destinadas al desarrollo, expansión del sistema sobre todo en Alta Tensión son cuestiones estratégicas de Estado vinculadas a la Planificación Estratégica de mediano y largo plazo.

En función de los resultados que se muestran en el cuadro siguiente, se consideró la alternativa de inversión desde una óptica pública, habida cuenta que, para el análisis de una inversión desde la óptica privada, y tal como lo prevé el modelo eléctrico en vigencia (Ley 24.065), resulta negativa toda la serie del flujo neto a lo largo del período.


Sh
P.S.
[Handwritten signature]

vada desde una Óptica Empresarial:

AÑOS	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	20
Libres NORTE		10.360	751				195				195				195				195			
léctrico		3.945	751																			
de los Libres Norte		3.359	640																			
de los Libres Norte		525	100																			
de los Libres Norte		34	6																			
de los Libres Norte		13	2																			
de los Libres Norte		14	3																			
de los Libres Norte		327	496																			
de los Libres Norte		275	412																			
de los Libres Norte		43	70																			
de los Libres Norte		5	7																			
de los Libres Norte		2	3																			
de los Libres Norte		3	4																			
de los Libres Norte		249	581																			
de los Libres Norte		208	484																			
de los Libres Norte		35	81																			
de los Libres Norte		3	8																			
de los Libres Norte		2	4																			
de los Libres Norte		2	4																			
de los Libres Norte		5.839	2.802																			
de los Libres Norte		3.752	1.608																			
de los Libres Norte		1.947	834																			
de los Libres Norte		139	60																			
de los Libres Norte			593																			
de los Libres Norte			381																			
de los Libres Norte			198																			
de los Libres Norte			14																			
de los Libres Norte							195				195				195							
de los Libres Norte		2.435	177				46				46				46							
de los Libres Norte		221	325		325	325	329	329	329	329	333	333	333	333	337	337	337	337	341	341	341	341
de los Libres Norte		797	826		857	891	927	964	1.007	1.102	1.138	1.203	1.263	1.324	1.366	1.438	1.509	1.590	1.669	1.764	1.860	
de los Libres Norte		13.812	2.079		1.182	1.216	1.252	1.535	1.336	1.381	1.431	1.536	1.597	1.658	1.945	1.775	1.846	1.927	2.252	2.105	2.201	
de los Libres Norte			236		471	471	471	471	471	471	471	471	471	471	471	471	471	471	471	471	471	
de los Libres Norte			24		48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	
de los Libres Norte			56		111	111	111	111	111	111	111	111	111	111	111	111	111	111	111	111	111	
de los Libres Norte			45		89	89	89	89	89	89	89	89	89	89	89	89	89	89	89	89	89	
de los Libres Norte			111		223	223	223	223	223	223	223	223	223	223	223	223	223	223	223	223	223	
de los Libres Norte			236		471	471	471	471	471	471	471	471	471	471	471	471	471	471	471	471	471	
de los Libres Norte			71		141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	
de los Libres Norte			165		330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	
de los Libres Norte			-13.812		-852	-886	-922	-1.205	-1.006	-1.051	-1.101	-1.206	-1.267	-1.328	-1.615	-1.445	-1.516	-1.598	-1.922	-1.776	-1.872	
TOTAL			-1.914		-852	-886	-922	-1.205	-1.006	-1.051	-1.101	-1.206	-1.267	-1.328	-1.615	-1.445	-1.516	-1.598	-1.922	-1.776	-1.872	
UJO NETO			-1.914		-852	-886	-922	-1.205	-1.006	-1.051	-1.101	-1.206	-1.267	-1.328	-1.615	-1.445	-1.516	-1.598	-1.922	-1.776	-1.872	
Valor Residual																						1.8

Plano de Desembolsos

CRONOGRAMA DE DESEMBOLSOS														
OBRAS A REALIZAR	EJEC. EN MESES	Invers. MILL. DE US\$ Sin IMP	PRIMER SEMESTRE			SEGUNDO SEMESTRE			TERCER SEMESTRE			SUB TOTAL	2001-2029 PROV. 100%	TOTAL GRAL
			FOCEM 85%	PROV. 15%	TOTAL	FOCEM 85%	PROV. 15%	TOTAL	FOCEM 85%	PROV. 15%	TOTAL			
Estación de transformadora Paso de los Libres Norte (1)	14	100% 4,697	1,477	0,261	1,738	1,876	0,331	2,207	0,639	0,113	0,751	100%	4,697	4,697
Línea ET IBERÁ - ET Paso de los Libres Norte en 132 KV.	18	100% 8,341	2,127	0,375	2,502	2,836	0,500	3,336	2,127	0,375	2,502	100%	8,341	8,341
Línea P.Libres Norte - P.Libres Sur	3	100% 0,593	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,504	0,089	0,593	100%	0,593	0,593
Ampliación ET P.Libres Sur	11	100% 0,817	0,000	0,000	0,000	0,278	0,049	0,327	0,417	0,074	0,490	100%	0,817	0,817
Compensación Capacitiva	8	100% 0,782	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0%	0,000	0,782
Ampliación de las Inst. en 132 KV de la ET 500 KV IBERÁ	11	100% 0,831	0,000	0,000	0,000	0,212	0,037	0,249	0,495	0,087	0,582	100%	0,831	0,831
SUBTOTAL INVERSIÓN SIN IMPUESTOS		16,060	3,604	0,636	4,240	5,202	0,918	6,120	4,181	0,738	4,919	15,28	0,782	16,060
Auditoría FOCEM (18 Meses)		100% 0,153	0,043	0,008	0,051	0,043	0,008	0,051	0,043	0,008	0,051	100%	0,153	0,153
SUBTOTAL DE IMPUESTOS		#REFI	0,000	1,008	1,008	0,000	1,450	1,450	0,000	1,168	1,168	3,626	0,184	3,810
TOTALES		#REFI	3,647	1,652	5,299	5,245	2,376	7,621	4,224	1,913	6,137	19,058	0,966	20,023



 F. D. 



ANÁLISIS SOCIO-ECONÓMICO

EVALUACIÓN DEL PROYECTO POR COSTOS Y BENEFICIOS INCREMENTALES

Energía mandada	Sin proyecto						Con proyecto						Evaluación por costos y beneficios incrementales						Análisis de Sen		
	ENS	Valor residual	Inversión	OyM	Pérdidas	ENS	Valor residual	Inversión	OyM	Pérdidas	Inversión Incremental	OyM	Pérdidas	Dif ENS	ENS	Valor residual	Flujo neto	Demanda -10%	Costos + 10%	Costo + 2%	
	GWH/a	MilU\$	MilU\$	MilU\$	MilU\$	GWH/a	MilU\$	MilU\$	MilU\$	MilU\$	MilU\$	MilU\$	MilU\$	GWH/a	MilU\$	MilU\$	MilU\$	MilU\$	MilU\$	MilU\$	MilU\$
			74	1																	
57,36	2,47		6634	114	577	0,15		12971	220	797	6,337	106	220	2,32	1,948		-4,715	-4,888	-4,748	-4,7	
59,42	2,47		121	116	610	0,15		6137	325	826	6,017	209	216	2,32	1,948		-4,493	-4,666	-4,536	-4,5	
61,56	2,56			116	650	0,21			325	857		209	207	2,35	1,978		1,562	1,385	1,521	1,4	
63,78	2,65			116	695	0,26			325	891		209	196	2,39	2,009		1,604	1,423	1,564	1,5	
66,07	2,75			116	745	0,32			325	927		209	182	2,43	2,041		1,650	1,464	1,611	1,5	
68,45	2,85			116	803	0,38		241	329	964	241	213	161	2,47	2,074		1,459	1,268	1,422	1,3	
70,92	2,95			116	867	0,44			329	1007		213	140	2,51	2,109		1,756	1,559	1,721	1,6	
73,47	3,06			116	909	0,54			329	1051		213	142	2,52	2,115		1,760	1,563	1,725	1,6	
76,11	3,17		74	117	979	0,64			329	1102	-74	212	123	2,52	2,122		1,860	1,661	1,827	1,7	
120,32	5,19			117	1,050	0,80		241	333	1138	241	216	88	4,38	3,685		3,139	2,780	3,109	3,0	
124,65	5,37		47	118	1,136	0,92			333	1203	-47	215	67	4,45	3,743		3,508	3,140	3,480	3,4	
129,14	5,57			118	1,221	1,09			333	1263		215	43	4,48	3,767		3,509	3,137	3,483	3,4	
133,79	5,77		121	120	1,332	1,26			333	1324	-121	213	-8	4,51	3,792		3,708	3,328	3,687	3,6	
138,61	5,97			120	1,377	1,43		241	337	1366	241	217	-11	4,54	3,818		3,371	2,988	3,550	3,3	
143,60	6,19		241	124	1,519	1,62			337	1438	-241	213	-81	4,57	3,845		3,954	3,562	3,941	3,9	
148,77	6,41			124	1,620	1,81			337	1509		213	-112	4,61	3,872		3,771	3,373	3,761	3,7	
154,12	6,64			124	1,738	2,00			337	1590		213	-148	4,64	3,901		3,836	3,431	3,830	3,8	
159,67	6,88		121	126	1,912	2,21		241	341	1669	121	215	-243	4,68	3,931		3,839	3,421	3,841	3,8	
165,42	7,13			126	2,055	2,42			341	1764		215	-291	4,71	3,962		4,038	3,613	4,046	4,0	
171,37	7,39		168	129	2,254	2,69			341	1860	-168	212	-394	4,69	3,946		4,296	3,862	4,314	4,3	
177,54	7,65	1,140		129	2,477	2,79	3,011		341	1965		212	-512	4,86	4,088	1,871	6,259	3,928	4,418	4,4	


 F.D. Z.A.



Evaluación Socio-Económica

Para la Evaluación Socio-Económica del Proyecto, se consideraron los supuestos del punto anterior adicionando los beneficios de la Energía No Suministrada (ENS).

La evaluación, por medio de los Beneficios y Costos Incrementales considerando las alternativas Sin y Con Proyecto, resulta satisfactoria aún para los análisis de sensibilidad practicados. Se calcularon para estas condiciones el VAN y la TIR, resultando en todos los casos VAN mayor que cero y una Rentabilidad superior a la mínima esperada (6,5%).

El análisis de sensibilidad se ha realizado bajo los siguientes supuestos:

Reducción de la Demanda de Energía en un 10 %

Aumento de los Costos en 10%

Aumento de los Costos en un 20%

Reducción de la Demanda en un 10% y aumento de los Costos en un 10%

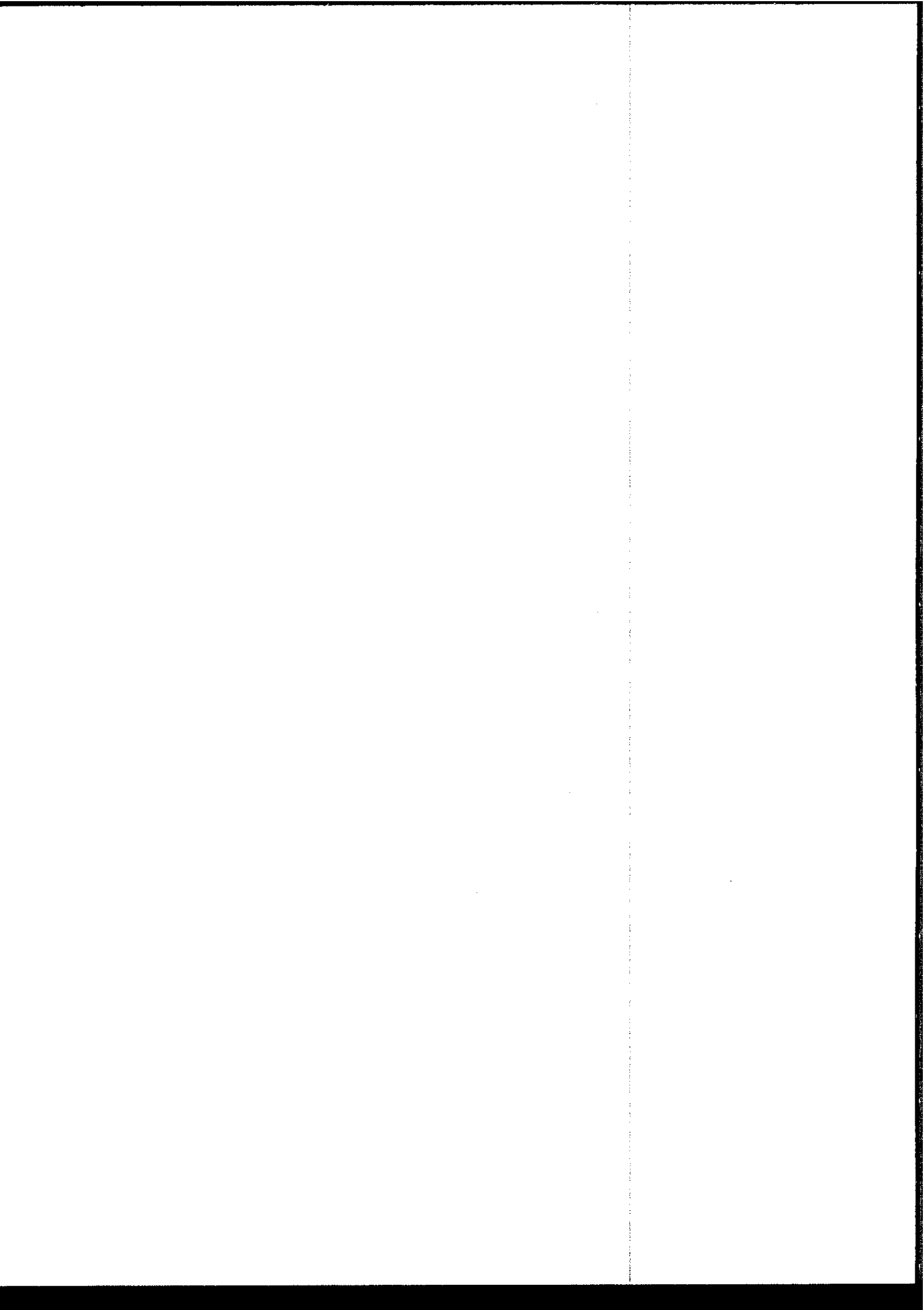
En el cuadro siguiente se consignan los flujos para ambos escenarios, y se calculan los costos y beneficios incrementales.

serva en la tabla de resultados, se obtiene un VAN Positivo, 9.511 Miles US\$ para la condición normal, y 6.821 Miles US\$ para la condición de sensibilidad extrema. La TIR se obtiene un máximo de 20,39 % y un mínimo de 17,58 % para la condición de sensibilidad extrema. La tasa de descuento utilizada es del 10%.

RESULTADOS (Miles de US\$)

		Dem -10%	Costos +10%	Costos +20%	Dem -10% Cost +10%
VNA	9.511	7.070	9.001	8.743	6.821
Tasa de Descuento	10%	10%	10%	10%	10%
TIR	20,39%	17,92%	19,92%	19,55%	17,58%

[Handwritten signature]
 E.D. *[Handwritten signature]*





ANÁLISIS AMBIENTAL

SE

F.N.

[Handwritten signatures]



Resumen de la Evaluación de Impacto Ambiental

Consideraciones generales

La Evaluación de Impacto Ambiental (EIA) es una de las herramientas de planificación más importantes utilizadas para determinar la viabilidad ambiental de un Proyecto.

Entendiéndose como viabilidad ambiental, a la comparación de los impactos positivos y negativos que pueden ocasionarse con la implementación del Proyecto, valorados sistemáticamente a partir de estudios específicos.

De la EIA se obtienen las medidas necesarias para la minimización y compensación de los impactos negativos, como así también las acciones que permitan potenciar los impactos positivos, todo ello integrado en lo que se denomina Plan de Gestión Ambiental (PGA).

Metodología

Para la ejecución del EIA se integra un equipo de trabajo multidisciplinario, que cuenta con profesionales de la ingeniería y de las ciencias, capacitados para entender problemas relacionados al transporte y transformación de la electricidad, como así también los impactos ambientales que son capaces de producir estas actividades.

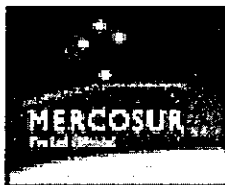
En la realización del EIA se utiliza la siguiente metodología de trabajo:

Para la identificación de los impactos potencialmente asociados al Proyecto, se realizan estudios de impacto ambiental (EsIA) en los que se tienen en cuenta consideraciones establecidas en normativas vigentes en la Argentina, entre la que se destacan las Resoluciones de la Secretaría de Energía de la Nación N°15/92, "Manual de Gestión Ambiental del sistema de transporte eléctrico de extra alta tensión", y N° 77/98, complementaria de la anterior.

Para la ejecución de los EIA se utiliza cartografía y fotografía satelital de la zona del proyecto, realizándose relevamientos in situ en aquellas regiones cuyas características particulares así lo ameritan. Los impactos identificados son clasificados en impactos: ambientales, socioeconómicos y socioculturales según sea su incidencia en el medio natural o social.

Para la descripción de los impactos sobre el medio natural y social se estudian las potenciales afectaciones del Proyecto sobre: el suelo, el agua, la flora y fauna, la población, aspectos socioculturales, aspectos socioeconómicos, etc., prestando especial atención a las normas nacionales, provinciales y municipales vigentes en la región de afectación del Proyecto.

Los impactos clasificados son identificados en las etapas de construcción y operación del Proyecto, generándose entonces un PGA para la etapa de construcción y otro para la etapa de operación y mantenimiento del proyecto.



En la etapa de construcción se identifican cada una de las actividades propias del proceso constructivo, tanto civil como electromecánico, prestándose especial atención al manejo de los residuos, como así también a los inconvenientes que se pudieran producir en las zonas de afectación por la operación de equipos de obras, demanda de mano de obra local, servicios adicionales, etc.

Mientras que en la etapa de operación, la identificación de los impactos está focalizada en cumplimiento de los planes de monitoreo de los parámetros ambientales asociados a la operación de líneas y estaciones transformadoras, como así también a las potenciales afectaciones de la seguridad pública relacionada con el riesgo eléctrico propio del transporte y transformación en alta tensión.

Dada las características de la traza en la que se ubica el Proyecto, en los estudios de impacto, se tiene especial consideración a las características particulares del medio natural que puede ser impactado por el Proyecto, teniendo en cuenta especialmente las condiciones de preservación y conservación de la fauna, la flora y el agua asociada a los Esteros del Iberá. Bajo estas mismas consideraciones, se presta también especial atención a los aspectos turísticos que pueden ser impactados por el Proyecto.

Para la valoración de los impactos, se utiliza un polinomio mediante el cual se obtiene lo que se denomina calificación ambiental del impacto, y que según sea su signo y valor numérico, se lo pondera como impacto alto, medio y bajos, debiéndose actuar sobre los dos primeros en cuanto a su minimización o potenciación según corresponda.

Además de la integración de los PGA que corresponden a las etapas de construcción, operación y mantenimiento de la línea, en el trabajo se presentará una valoración preliminar de los costos asociados a la implementación del Proyecto y que tienen que ver con la afectación de los predios vecinos al electroducto, que se originan en la etapa de construcción por los daños inmediatos y transitorios que puede ocasionar la obra, mientras que en la etapa de operación por la constitución de la servidumbre administrativa del electroducto que restringe el uso potencial de los terrenos vecinos al Proyecto y que se resuelve con indemnizaciones pautadas.

La determinación de la indemnización por la **afectación de servidumbre**, tiene carácter de permanente y de orden legal y debe tener en cuenta la disminución del valor económico del predio, como consecuencia directa de la afectación por el tendido de las líneas a los usos reales y potenciales a que podría estar sometido el bien.

Para el cálculo de la indemnización, se utilizó la metodología establecida por el Tribunal Nacional de Tasaciones para servidumbres de electroductos.

Resultados Esperados:

Los principales resultados que se logran con la ejecución de estos estudios son los siguientes:

- Identificación de los impactos ambientales, socioeconómicos y socioculturales relevantes.
- Identificación de medidas de mitigación y compensación para los impactos negativos relevantes

SL
F.N.
JF



- Identificación de medidas para la maximización de los impactos positivos relevantes
- Plan de Gestión Ambiental para la etapa de construcción de las obras que integran el Proyecto
- Plan de Gestión Ambiental para la etapa de operación y mantenimiento del Proyecto
- Estimación de costos indemnizatorios por la constitución del electroducto.

Conclusiones del EIA realizado:

Teniendo en cuenta los tipos y características de los potenciales Impactos Ambientales identificados, sus valoraciones y la existencia cierta de medidas para su prevención y mitigación, como así también los costos ambientales asociados a las compensaciones por afectaciones de dominios y ejecución del Plan de Gestión Ambiental, tanto para la etapa de construcción como para la etapa de operación y mantenimiento, se concluye que el Proyecto:

“INTERCONEXIÓN EN 132 KV; ET 500 KV IBERA – PASO DE LOS LIBRES”

es **ambientalmente viable** y su implementación permitirá mejorar la confiabilidad del abastecimiento de energía eléctrica a la región de la costa del Río Uruguay, satisfaciendo con ello la creciente demanda registrada en la misma.

EIA completo ver ANEXO



Conclusiones

El proyecto de interconexión de la ET 500 Iberá con la ET 132 Paso de los Libres Norte resulta ser un eslabón fundamental en la Planificación Estratégica Regional, propendiendo a un desarrollo posible, sustentado en el estímulo a la inversión.

Las consecuencias de mediano y largo plazo a nivel regional local se reflejarían en el agregado de valor a la materia prima que hoy se exporta en bruto para ser industrializada en el exterior o en provincias vecinas. Consecuentemente, la creación de puestos de trabajo, sumado a una mejor calidad de servicio, tenderían a nivelar asimetrías existentes que en la actualidad, generan polos de desarrollo no deseados en zonas privilegiadas por sistemas eléctricos más sólidos.

Adicionalmente, el fortalecimiento del sistema de transporte potenciaría el intercambio energético con la República Federativa del Brasil, hoy sustentado por un convenio bilateral que tiene limitaciones físicas, propias del sistema de transporte.

Los guarismos que arroja la evaluación económica son alentadores, mostrando fortaleza aún en la evaluación de sensibilidad practicada, teniendo en cuenta que los supuestos, tanto en lo relativo a la evolución de la demanda, crecimiento tarifario y valorización de las restricciones (ENS) han sido muy conservadores.

Los estudios eléctricos se han realizado en la Subsecretaría de Energía de la Provincia de Corrientes mediante el Programa de Evaluación Flujo de Potencia y Cortocircuito de última generación (DigSilent), y se adjuntan en formato digital.

Glosario:

MEM: Mercado Eléctrico Mayorista de la República Argentina

EDELAP: Empresa Distribuidora de Energía de La Plata

VAD: Valor Agregado de Distribución, Corresponde a los costos de operación y mantenimiento más una rentabilidad razonable del operador eléctrico. No incluye la compra de energía al MEM

UNIREN: Unidad de Renegociación de los Contratos de servicios públicos

KWH: Unidad de Energía, Kilowatt Hora. Equivale a mil watt hora

MWH: Unidad de Energía, Megawatt Hora. Equivale a un millón watt hora

kV: Kilovolt, unidad de tensión, equivale a mil voltios

kA: Kilo Amper, unidad de corriente, equivale a mil amperes

LAT: Línea de Alta Tensión

LMT: Línea de Media Tensión

MT: Media Tensión

BT: Baja Tensión

mm²: Sección de los cables en milímetros cuadrados

Handwritten signatures and initials, including 'F.D.' and a large stylized signature.



CERTIFICACIONES O HABILITACIONES



Intendencia Municipal
Paso de los Libres - Ctes.

Nº 134

RESOLUCION

D.E.M.

PASO DE LOS LIBRES,

20 JUL 2009

VISTO:

El Expediente Nº 7839/08 caratulado "Subsecretaría de Energía, ref. Terreno P/Estación Transformadora de 132/33/13,2 Kv Paso de los Libres - Norte",

El Proyecto de Ordenanza Nº 019/09 D.E.M. referente al Presupuesto General de Ingresos y Gastos de la Municipalidad de Paso de los Libres para el ejercicio fiscal del año 2009; y

CONSIDERANDO:

Que a través del citado expediente, el Sr. Juan Marcelo Gatti, como titular de la Subsecretaría de Energía del Ministerio de Obras y Servicios Públicos de la Provincia de Corrientes, solicita la donación de una porción de terreno integrante del inmueble identificado catastralmente como la Chacra 110, ubicada en la 1ra. Sección Chacra de la ciudad de Paso de los Libres, para la construcción de la *Estación Transformadora Pº de los Libres- Norte* de 132/33/13,2 Kv..

Que la indicada obra, estará alimentada por la nueva interconexión en 132 Kv proveniente de la Estación de 500 Kv del Departamento de Mercedes, e importará la optimización del servicio y disminución de inconvenientes derivados de los colapsos producidos en la línea proveedora de energía procedente de la Central Hidroeléctrica de Salto Grande.

Que para la realización de la referida obra, resulta necesaria la adquisición del inmueble en cuestión, conforme las constancias del ya citado legajo administrativo, vinculado a los requisitos de ubicación y dimensión del mismo.

Que ha transcurrido un tiempo desmedido desde que fuera enviada al cuerpo legislativo municipal la referida solicitud para su consideración y autorización, sin haber obtenido hasta el momento respuesta alguna, siendo inaplazable la solución de esta cuestión, puesto que se encuentra en juego la prosecución y realización del proyecto, una postergación de ésta importaría la pérdida de una inversión por varios millones de dólares, más aún considerado lo

Handwritten signatures and initials, including "F.R." and a large signature.

Proyecto a ser financiado por el Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR (FOCEM)
Subsecretaría de Energía-MOSP-Provincia de Corrientes



avanzado de las gestiones realizadas, restando solo ejecutar la aludida adquisición para así completar todos los requisitos exigidos para el inicio de la misma. Que con fundamento en lo antes expuesto y el carácter imprescindible de la obra basado en los cuantiosos beneficios que aportaría a la región, deviene necesaria la inmediata adquisición del inmueble tratado y la correspondiente afectación de partidas del Presupuesto de año 2.009 (Proyecto de Ordenanza N° 019/08) para dicho fin.

POR ELLO:

EL INTENDENTE MUNICIPAL DE PASO DE LOS LIBRES

RESUELVE

Art. 1°: Adquiérase "Ad referéndum" del Concejo Deliberante, la propiedad de un terreno integrante de la Chacra 110 ubicada en la 1ra Sección Chacra de la ciudad de Paso de los Libres, el cual tiene las siguientes dimensiones: 155,88 mts. de frente y 100 mts. de fondo, totalizando una superficie de 15.588 m² para ser donado con cargo a la Subsecretaría de Energía del Ministerio de Obras y Servicios Públicos de la Provincia de Corrientes para la instalación de la Estación Transformadora de Energía Eléctrica de 132/33/13,2 Kv.- Paso de los Libres-Norte.

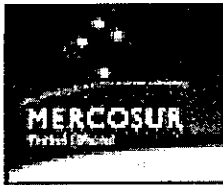
Art. 2°: Desaféctese la suma de Veinte Mil Pesos (\$20.000) de la Partida Presupuestaria 2.2.1.10 Predio Nuevo Basural -FUNCION V Obras Públicas-, para ser afectada a la Partida Presupuestaria 2.2.1.11 Inmuebles Municipales -FUNCION V Obras Publicas-.

Art. 3°: Comuníquese, publíquese y archívese.

LIC. JOSE ALBERTO SINCÓVEZ
Secretario de Gobierno
Municipalidad de Paso de los Libres



Dr. EDUARDO ALEJANDRO VISCHI
Intendente Municipal
Paso de los Libres



Instituto Correntino del Agua
y del Ambiente - ICAA
Provincia de Corrientes

RESOLUCIÓN N° 012
CORRIENTES, 10 ENE 2007

VISTO:

El expediente N° 540-991/06 -Cinco Cuerpos- caratulado: "LIMSA-S/Tercer Tramo del Sistema de Trasmisión Asociado a la Central Hidroeléctrica Yacyretá Subtramo Norte"; y

CONSIDERANDO:

Que en estas actuaciones se presenta Estudio de Impacto Ambiental para ser sometido a Evaluación, acorde con lo establecido por la Ley N° 5067, que dispone que los proyectos públicos o privados consistentes en la realización de obras, instalaciones o cualquier otra actividad contenida en el anexo de dicho cuerpo normativo, deben someterse a una Evaluación de Impacto Ambiental, en la forma allí prevista;

Que por el Art. 4° del Decreto Ley N° 212/01 fue modificado el Art. 4° de la Ley N° 5067, designándose Autoridad de Aplicación de la misma al ICAA;

Que en el carácter mencionado, este Instituto se encuentra legalmente facultado para formular toda Declaración de Impacto Ambiental (DIA), la que halla sustento técnico en el informe producido por la Gerencia de Gestión Ambiental del ICAA;

Que por Resolución N° 498/06 (fs. 755) el ICAA convocó a la Audiencia Pública Ambiental prevista por el Decreto N° 876/05;

Que en la presente DIA se establecen las condiciones bajo las cuales se acuerda su extensión;

Que a fs. 798, la Gerencia de Gestión Ambiental solicita se continúe con el trámite administrativo/legal para el dictado del acto administrativo que otorgue la DIA;

Que a fs. 804/805 se adjuntan las presentaciones de LIMSA, solicitando se deje sin efecto lo requerido por la Resolución N° 112/06, invocando que se encuentra incluida en Plan Federal de Transporte siendo éste de jurisdicción nacional y previsto en los artículos N° 1°, 6° y 12° de la Ley Nacional N° 15.336;

Por todo ello, de conformidad con el dictamen de la Asesoría Jurídica obrante a fs. 811, fundado en los Arts. 1°, 4°, 5°, 9° Inc. b) apartado 1, Art. 11°, Inc. e) y concordantes del Decreto Ley N° 212/01 y Ley N° 5067,

**EL ADMINISTRADOR GENERAL
DEL INSTITUTO CORRENTINO DEL AGUA Y DEL AMBIENTE
RESUELVE:**

Art. 1°: FORMULAR la Declaración de Impacto Ambiental (DIA) del Proyecto de LINEAS MESOPOTÁMICAS SA (LIMSA) Tercer Tramo del Sistema de Trasmisión Asociado a la Central Hidroeléctrica Yacyretá - Subtramo Norte a realizarse en jurisdicción de la Provincia de Corrientes.

Art. 2°: DECLARAR a la Empresa LIMSA exenta del pago de las tasas y aranceles que prevé la Resolución del ICAA N° 112/06, por encontrarse incluida en el Plan Federal de Transporte - Ley Nacional N° 15.336.

Art. 3°: RESPONSABILIZAR en forma absoluta y expresa al titular del emprendimiento por cualquier incidente, acción y/u omisión que dañe los intereses de los habitantes del territorio de la provincia, sus recursos naturales y/o culturales o su calidad de vida, cuando el daño obedezca a la presencia del proyecto, y del cumplimiento de lo establecido en los planes de vigilancia, control y contingencias, para lo cual el titular deberá denunciar ante el Instituto Correntino del Agua y del Ambiente la aparición de impactos ambientales negativos, ocasionados por la presencia del proyecto.

Art. 4°: REGISTRAR, comunicar y archivar.

MARIO RUBEN RUJAL
ING. HIDRÁULICO Y CIVIL
ADMINISTRADOR GENERAL
INSTITUTO CORRENTINO DEL
AGUA Y DEL AMBIENTE

SL
F.D.
[Handwritten signatures]



Instituto Correntino del Agua
y del Ambiente - ICAA
Provincia de Corrientes

RESOLUCIÓN N° 505
CORRIENTES, 08 de Julio de 2009

VISTO:

El expediente N° 140-17-06-001940/09, caratulado Subsecretaría de Energía - M.O.S.P. - E/Estudio de Impacto Ambiental para la Obra: Interconexión 132 kv entre E.T. 500 kv Iberá - Mercedes y 132 kv Paso de los Libres (Norte); y

CONSIDERANDO:

Que a fs. 1/377 obra documentación, mapas de ubicación, fotos e Informe Ambiental del proyecto referenciado;

Que luego de evaluar la documentación y datos consignados por la Subsecretaría de Energía, la Gerencia de Gestión Ambiental a fs. 384 considera ambientalmente viable el proyecto en cuestión;

Por todo ello, de conformidad con el dictamen N° 1065/09, de la Asesoría Jurídica obrante a fs. 386/387, fundado en las previsiones de la Ley N° 5067, Ley N° 3460 y en ejercicio de las facultades conferidos por Decreto Ley N° 212/01 y normativas conexas.



**EL ADMINISTRADOR GENERAL
DEL INSTITUTO CORRENTINO DEL AGUA Y DEL AMBIENTE
RESUELVE**

Art. 1°.- DECLARAR Ambientalmente Viable el Proyecto de Interconexión en 132 kv entre E.T. 500 kv Iberá (Departamento Mercedes) y E.T. 132 kv en la zona norte de la ciudad de Paso de los Libres.

Art. 2°.- CONDICIONAR la viabilidad al cumplimiento y resultado del monitoreo efectuado en la etapa de puesta en funcionamiento, previo al de operación plena.

Art. 3°.- RESPONSABILIZAR en forma absoluta y expresa al titular del emprendimiento por cualquier incidente, acción y/u omisión que dañe los intereses de los habitantes del territorio de la provincia, sus recursos naturales y/o culturales o su calidad de vida, cuando ello obedezca a la presencia de proyecto, y del cumplimiento de lo establecido en los planes de vigilancia, control y contingencias. El titular deberá denunciar ante el Instituto Correntino del Agua y del Ambiente la aparición de impactos ambientales negativos, ocasionados por el desarrollo y la ejecución del proyecto.

Art. 4°.- REGISTRAR, comunicar y archivar.

Es copia fiel

MIGUEL OSMAR DUEÑAS
Jefe Oficina Desplazada
COMANDO EN JEFE FUERZA ARMADA ARGENTINA
COMANDO EN JEFE FUERZA ARMADA ARGENTINA - ICA

MARIO RUBEN RUJANA
Ingeniero Ambiental y Civil
ADMINISTRADOR GENERAL
INSTITUTO CORRENTINO DEL AGUA
Y DEL AMBIENTE



ANEXOS

SL
F.M.
[Handwritten signatures]

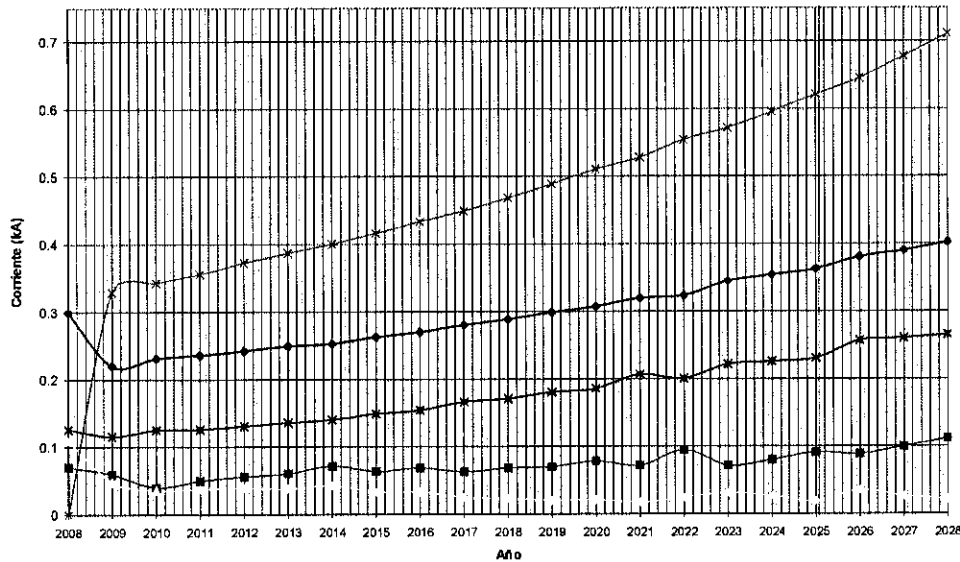
*Proyecto a ser financiado por el Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR (FOCEM)
Subsecretaría de Energía-MOSP-Provincia de Corrientes*

63/113



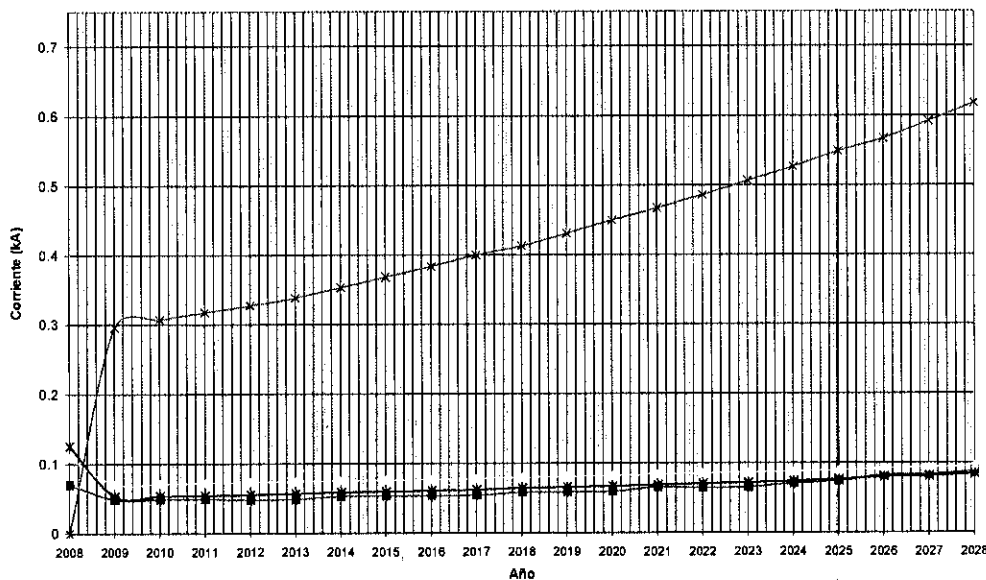
Indicadores:
Proyección de la Demanda sin y con Proyecto

LAT 132kV desde SGA - Carga en kA - Mallado 1º Etapa



◆ LAT 132 kV Chajari - Caseros ■ LAT 132 kV Curuzú - Mercedes LAT 132 kV Caseros-Curuzú
 ✕ LAT 132 kV Merc(500) - Merc(Ctes) * LAT 132 kV Caseros - P.libres

LAT 132kV desde SGA - Carga en kA - Mallado 2º Etapa

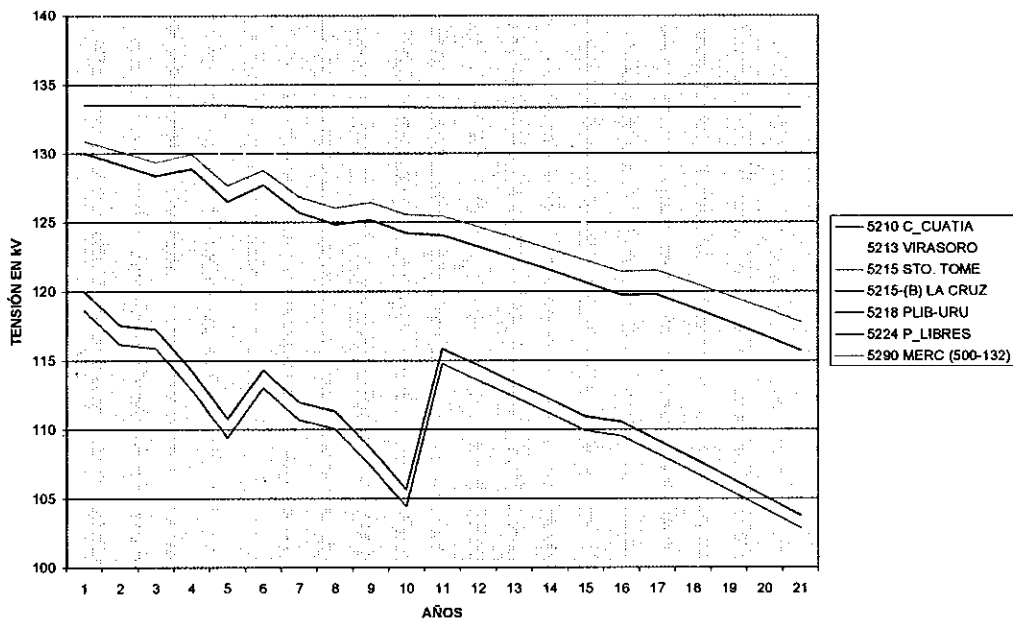


◆ LAT 132 kV Chajari - Caseros ■ LAT 132 kV Curuzú - Mercedes LAT 132 kV Caseros-Curuzú
 ✕ LAT 132 kV Merc(500) - Merc(Ctes) * LAT 132 kV Caseros - P.libres

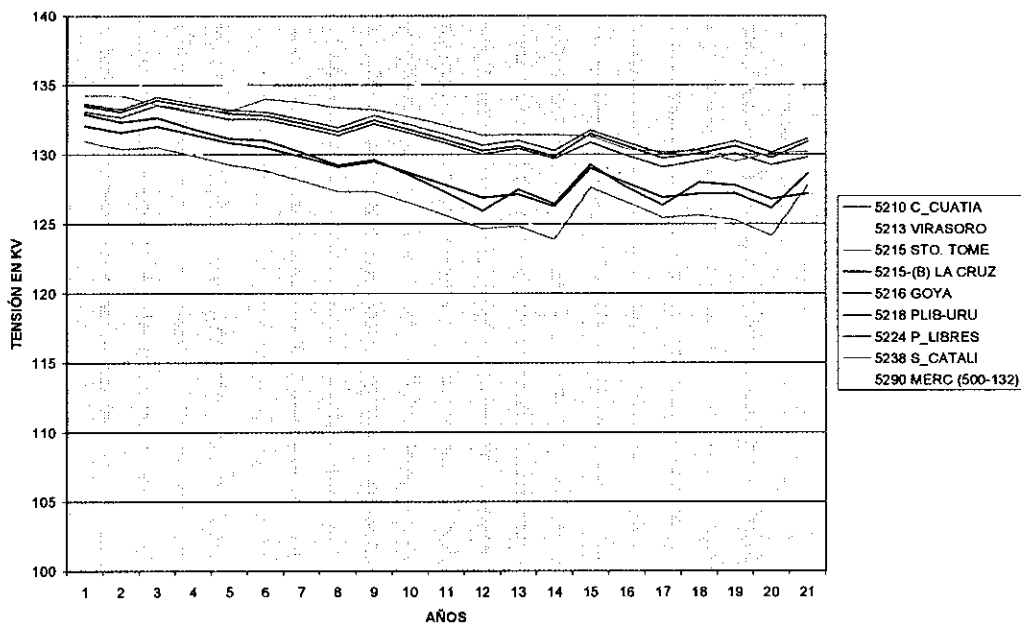


Proyección del Perfil de Tensiones sin y con Proyecto-

VARIACIÓN DE LA TENSIÓN HORA PICO PERÍODO 2008-2028

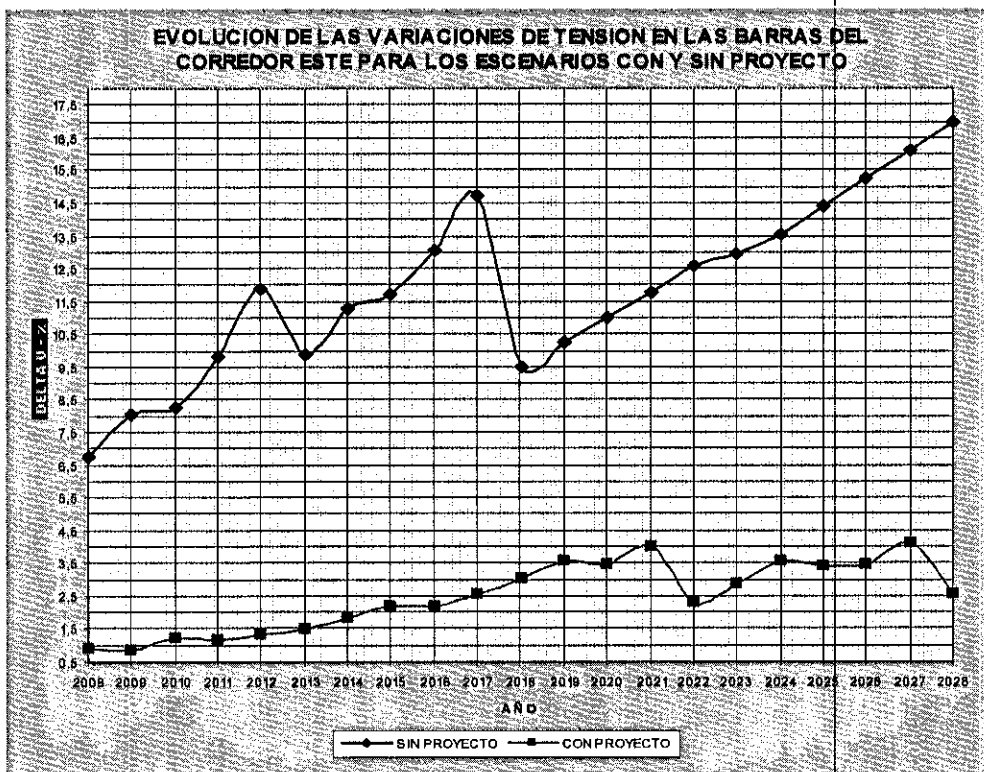
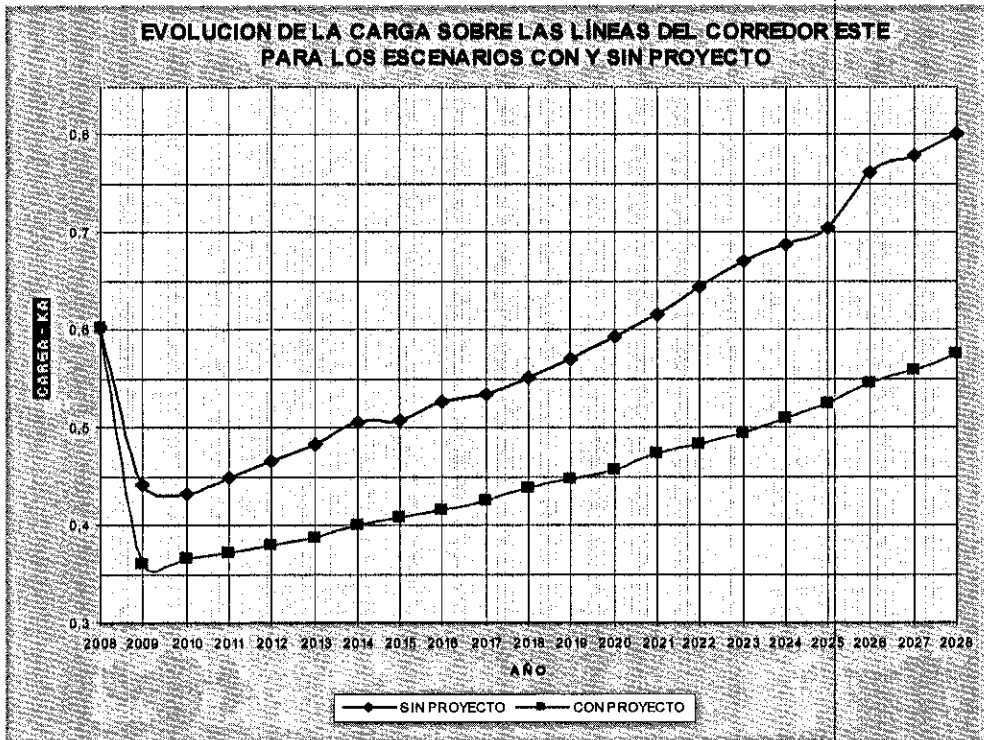


VARIACIÓN DE LAS TENSIONES POR ET HORA PICO PERÍODO 2008-2028



Handwritten signatures and initials, including 'F.D.' and 'M'.

Proyecto a ser financiado por el Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR (FOCEM)
Subsecretaría de Energía-MOSP-Provincia de Corrientes





En el primero los gráficos de la página anterior, se puede observar la reducción de la demanda en kA (Kiloamperes) con que se verían beneficiadas las instalaciones de transporte de la zona de influencia con el proyecto.

En el segundo, la mejora en el apartamiento porcentual de la regulación de tensión en las barras de las Estaciones Transformadoras asociadas, respecto de los valores nominales de la normativa vigente. Las instalaciones analizadas son:

- * LAT 132 kV Chajarí – Caseros Cuatiá
- * LAT 132 kV Caseros – Cruzú Cuatiá
- * LAT 132 kV Cruzú – Cuatiá – Mercedes
- * LAT 132 kV Caseros – Paso de los Libres

Trámite de la Servidumbre Administrativa de Electroducto (Ejemplo)

1. En el mes de Mayo de 2008 se iniciaron a través de la SSE de la Pcia los trámites de regularización de la servidumbre de electroducto de la LAT DT en 132 Kv Mercedes – Mercedes de una longitud de 44,5 Km., conforme lo dispone la Ley Provincial 4011/1985.
2. Se individualizaron los inmuebles afectados por el electroducto, teniendo en cuenta la **traza definida por el contratista**, en base a la planialtimetría definitiva presentada por el mismo.
3. La primera comunicación a los propietarios se estableció vía mail, y/o personalmente explicando aspectos de la obra, entregando copia del Permiso de Paso y de croquis de afectación.
4. En junio de 2008 se inician los trámites para la obtención de los Permisos de Paso, Provisorios firmándose con la mayoría de los propietarios y/o poseedores de los inmuebles afectados, los convenios respectivos.
5. Para esta gestión, se contó con la asistencia de profesionales de Asuntos Jurídicos del MOSP y de Escribanía de Gobierno, labrándose las Actas correspondientes de lo actuado, dando cumplimiento a lo establecido por el Artículo 6º de la Ley 4011/85.
6. En forma paralela se tramitan los permisos de paso ante los Organismos Públicos, Dirección Nacional de Vialidad, Ferrocarriles, Dirección Provincial de Energía de Corrientes, Dirección Provincial de Vialidad y Municipalidad de Mercedes.
7. Se procede a cumplir con el Artículo 5ª de la Ley Provincial 4011/85, solicitando la anotación preventiva de los inmuebles afectados al Registro de la Propiedad Inmueble, Dirección General de Catastro y Cartografía y Municipalidad de Mercedes, que se efectiviza en el 05 de agosto de 2008.
8. En septiembre de 2008 se solicitan los informes respectivos al Registro de la Propiedad Inmueble sobre el estado dominial de las parcelas afectadas, así como a la Dirección General de Catastro sobre los antecedentes técnicos obrantes en dicho Organismo.
9. Con el informe del Registro de la Propiedad se remiten las actuaciones a la Fiscalía de Estado para que a través de la misma se conforme el Cuerpo Pericial Expropiatorio.
10. El 23 de diciembre Fiscalía de Estado remite las actuaciones a la Subsecretaría de Energía con lo dictaminado por el Cuerpo Pericial Expropiatorio.

SP
F.M.
[Handwritten signatures]



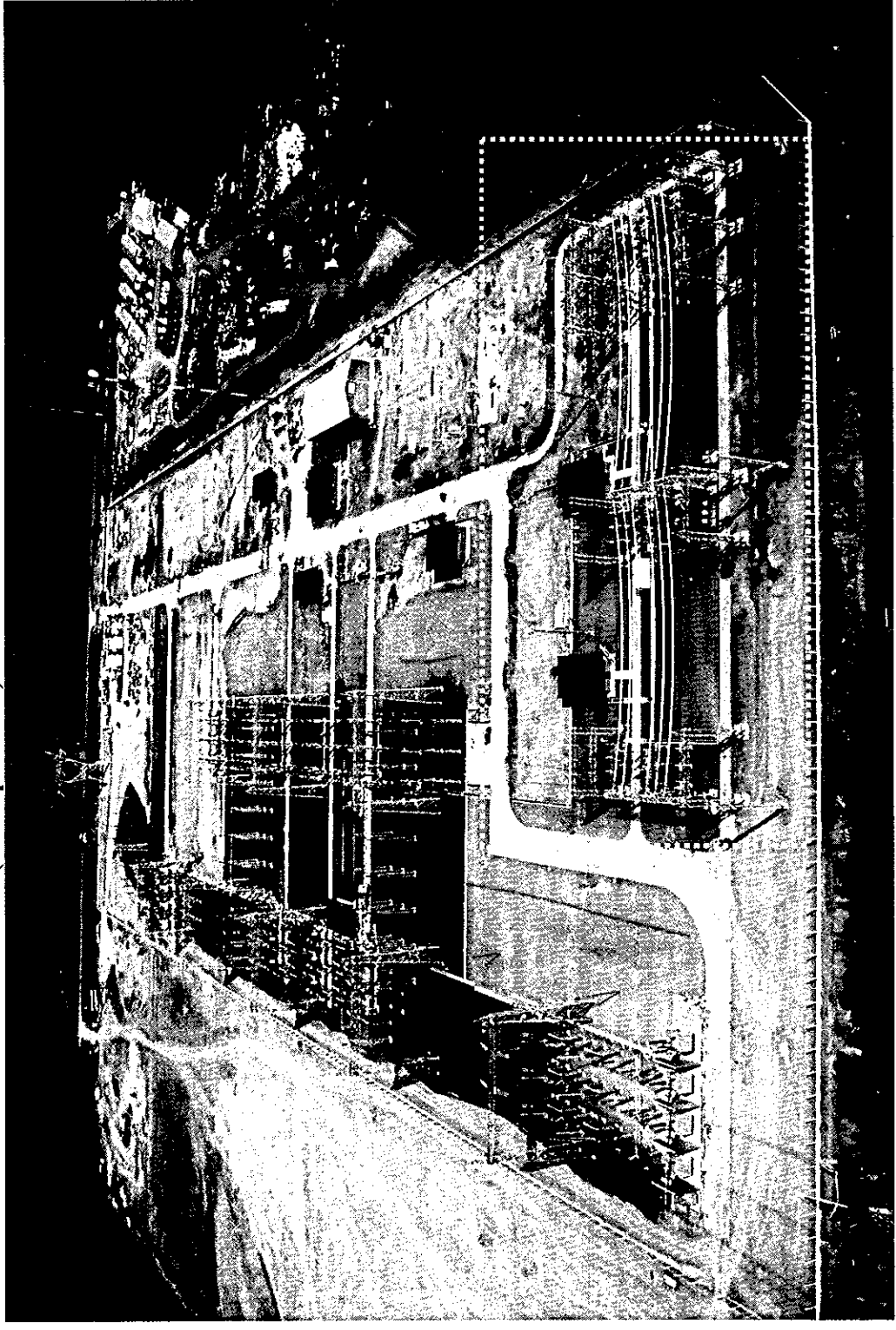
11. Se emite el acto administrativo que adopta lo dispuesto por la AEA respecto al ancho de la franja de servidumbre de electroducto.
12. Con el dato anterior, se determina aproximadamente la superficie afectada para cada propietario y se obtiene en función de esto, el monto indemnizatorio que deberá percibir.
13. Se obtiene una suma total por concepto de indemnizaciones a abonar y se gestiona la reserva presupuestaria por un monto que abarca además, los gastos que están vinculados a los trámites que implican la regularización de la servidumbre como por ejemplo gastos para ejecución de mensuras (trabajos de campo y de gabinete), viáticos, combustible, papelería y otros.
14. Cabe aclarar que, si bien se efectuó la reserva presupuestaria mencionada anteriormente, esto no implica que el monto comprometido sea definitivo e invariable, ya que el mismo es estimativo, teniendo en cuenta que, algunos propietarios, una vez notificados de las sumas indemnizatorias determinadas por el Cuerpo Pericial Expropiatorio, manifiestan su rechazo y pueden derivar en reclamos judiciales cuyas conclusiones resultan imposibles de establecer.
15. Se solicita la intervención de Dirección de Asuntos Jurídicos del MOSP, remitiendo proyecto de notificación a los propietarios sobre los montos indemnizatorios que les corresponde percibir, modelo de Convenio de Constitución de Servidumbre Administrativa de Electroducto y de Recibo de pago.
16. El MOSP, remite las actuaciones a Fiscalía de Estado, solicitando el dictado del Acto Administrativo correspondiente, dictándose el Decreto del Poder Ejecutivo Provincial, cuya copia se adjunta, afectándose a servidumbre administrativa de electroducto las parcelas, dispone el pago de las indemnizaciones, autoriza a la Subsecretaría de Energía a realizar las gestiones tendientes a la regularización dominial de la Servidumbre Administrativa de Electroducto, autoriza a Escribanía de Gobierno a intervenir en lo que a la misma compete y exceptúa del pago de sellados.
17. Conforme lo establece la norma citada anteriormente, se procedió a notificar fehacientemente a cada propietario sobre los montos indemnizatorios que le corresponde percibir y en virtud de lo establecido por el Artículo 14º se procedió a la firma de los Convenios de Constitución de Servidumbre Administrativa de Electroducto.
18. Con los convenios firmados, se procede a ejecutar la mensura correspondiente a cada parcela afectada, gestionándose su aprobación y registración ante la Dirección General de Catastro y Cartografía.
19. Con el instrumento técnico mencionado anteriormente, se giran los antecedentes a Escribanía de Gobierno, quien procede a realizar las escrituras del derecho real de servidumbre a favor del Estado Provincial, operando la inscripción de las mismas en Catastro, en el Registro de la Propiedad y en la Municipalidad Respectiva.

Habiendo transcurrido 1 año y tres meses, esta Subsecretaría se encuentra realizando las tareas mencionadas en el punto 17.-

Estimamos concluir las gestiones de inscripción y regularización de la servidumbre en aproximadamente en el mes de Diciembre de 2009.

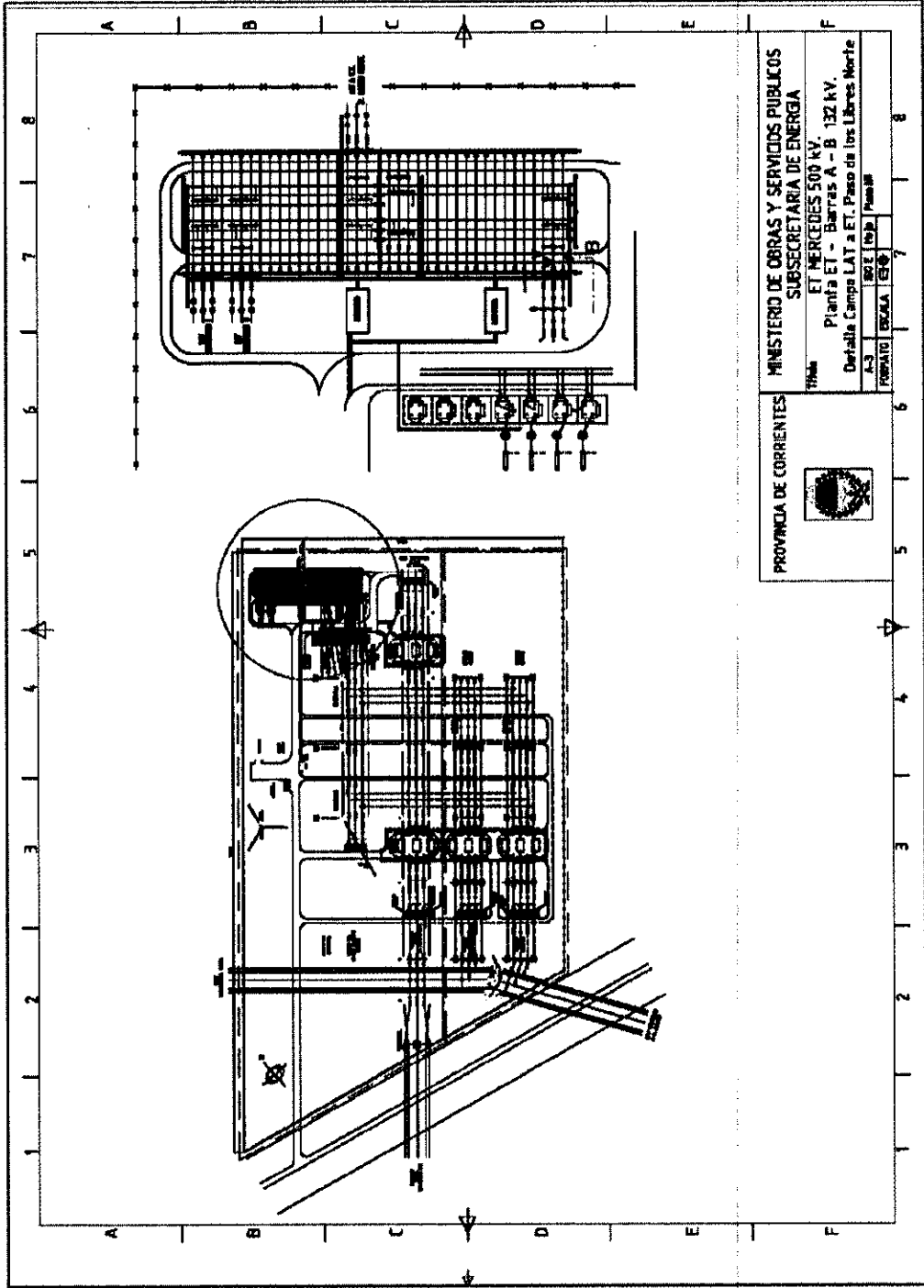



Estación Transformadora Iberá 500 kV (Trazo punteado)



[Handwritten signature]
F.M.

Proyecto a ser financiado por el Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR (FOCEM)
Subsecretaría de Energía-MOSP-Provincia de Corrientes



PROVINCIA DE CORRIENTES 	MINISTERIO DE OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS SUBSECRETARIA DE ENERGIA
	TITULO ET MERCEDES 500 KV. Planta ET - Barras A - B - 132 KV. Derivada Campo LAT a ET, Paso de los Libres-Merle
A-3 PROYECTO ESCALA 1:500	PLAN N°

Proyecto a ser financiado por el Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR (FOCEM)
 Subsecretaría de Energía-MOSP-Provincia de Corrientes



Estación Transformadora Paso de los Libres Norte

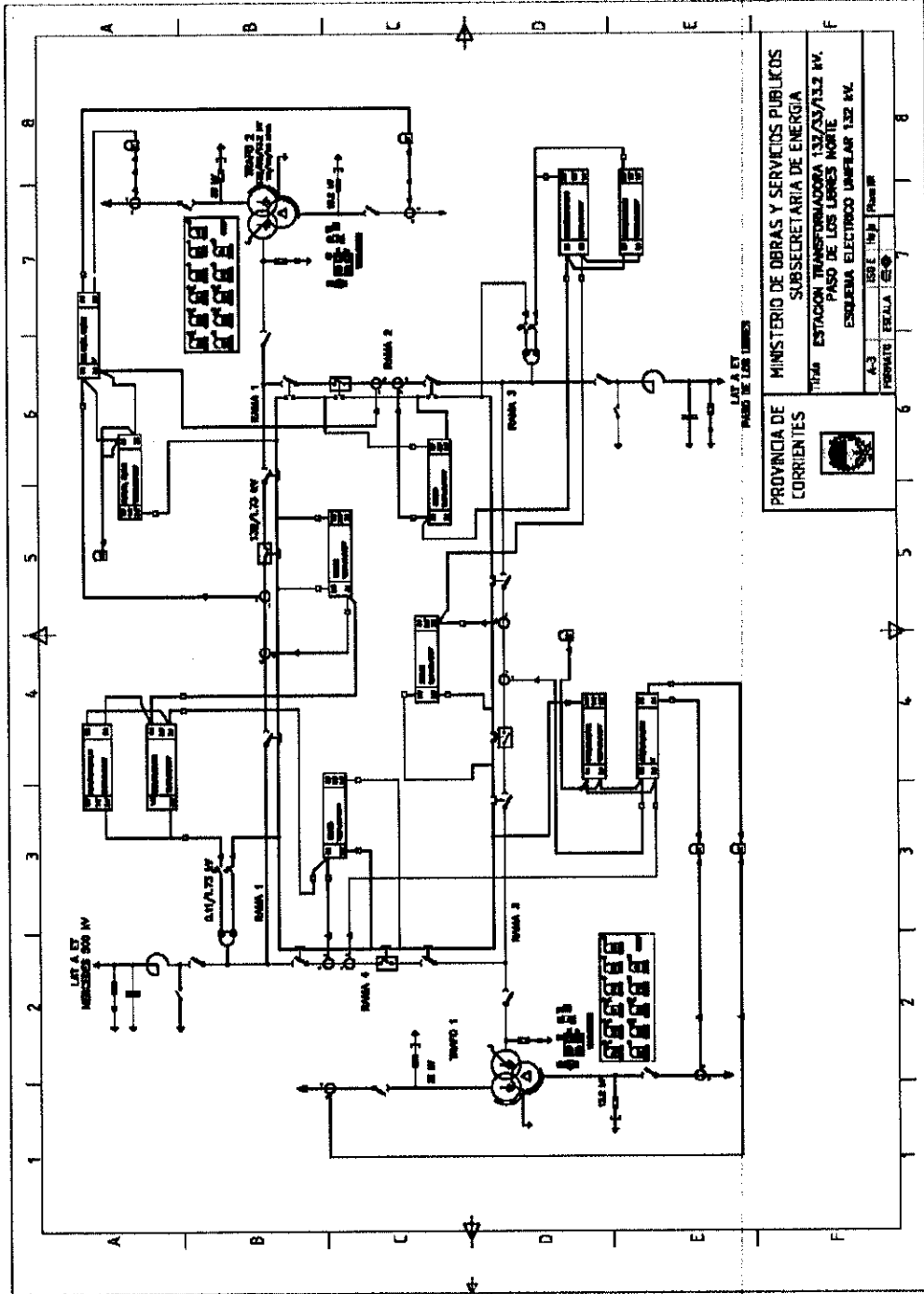


Proyecto a ser financiado por el Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR (FOCEM)
Subsecretaría de Energía-MOSP-Provincia de Corrientes

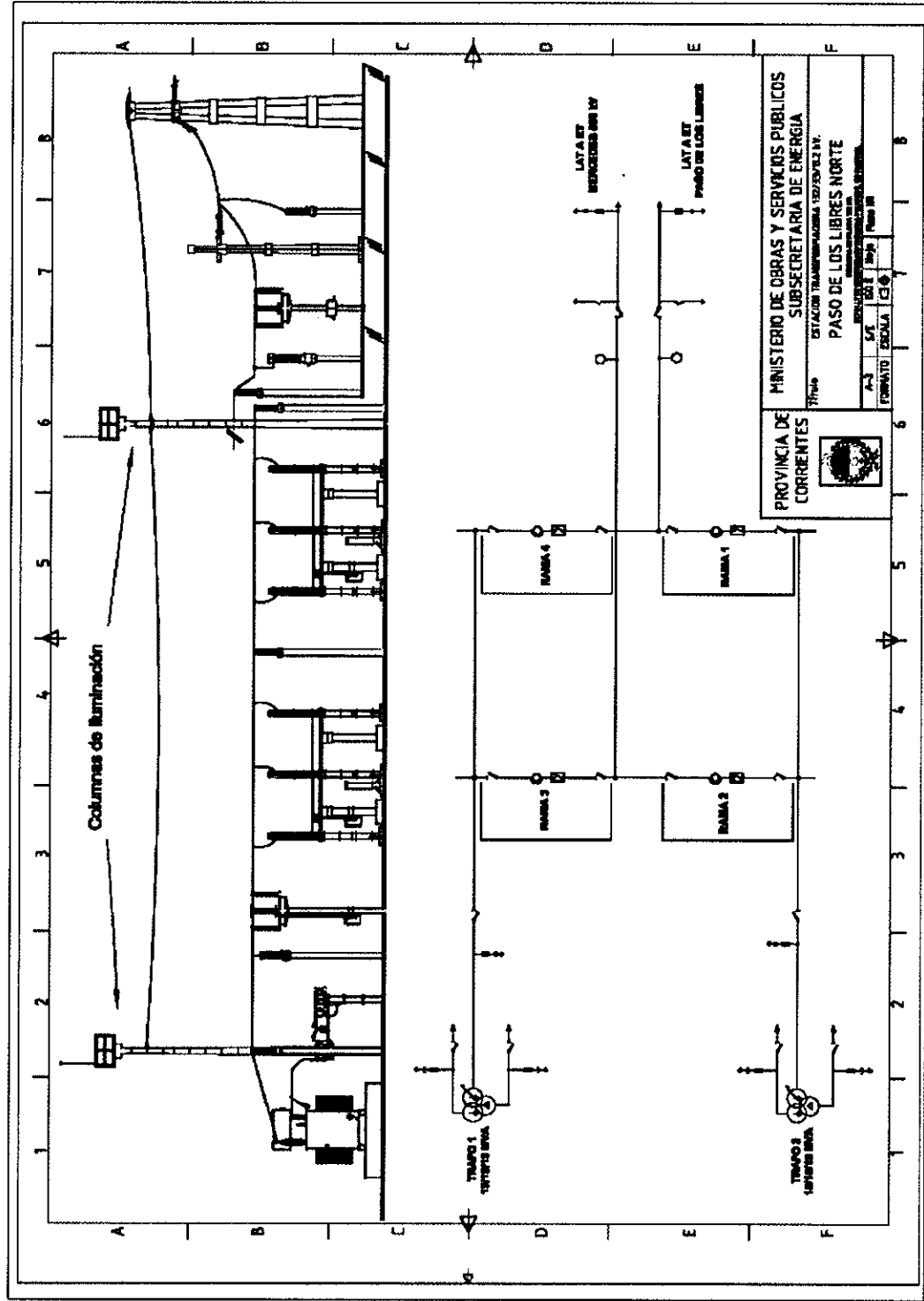


[Handwritten signature]
F.N.

Proyecto a ser financiado por el Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR (FOCEM)
Subsecretaría de Energía-MOSP-Provincia de Corrientes



Proyecto a ser financiado por el Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR (FOCEM)
Subsecretaria de Energía-MOSP-Provincia de Corrientes

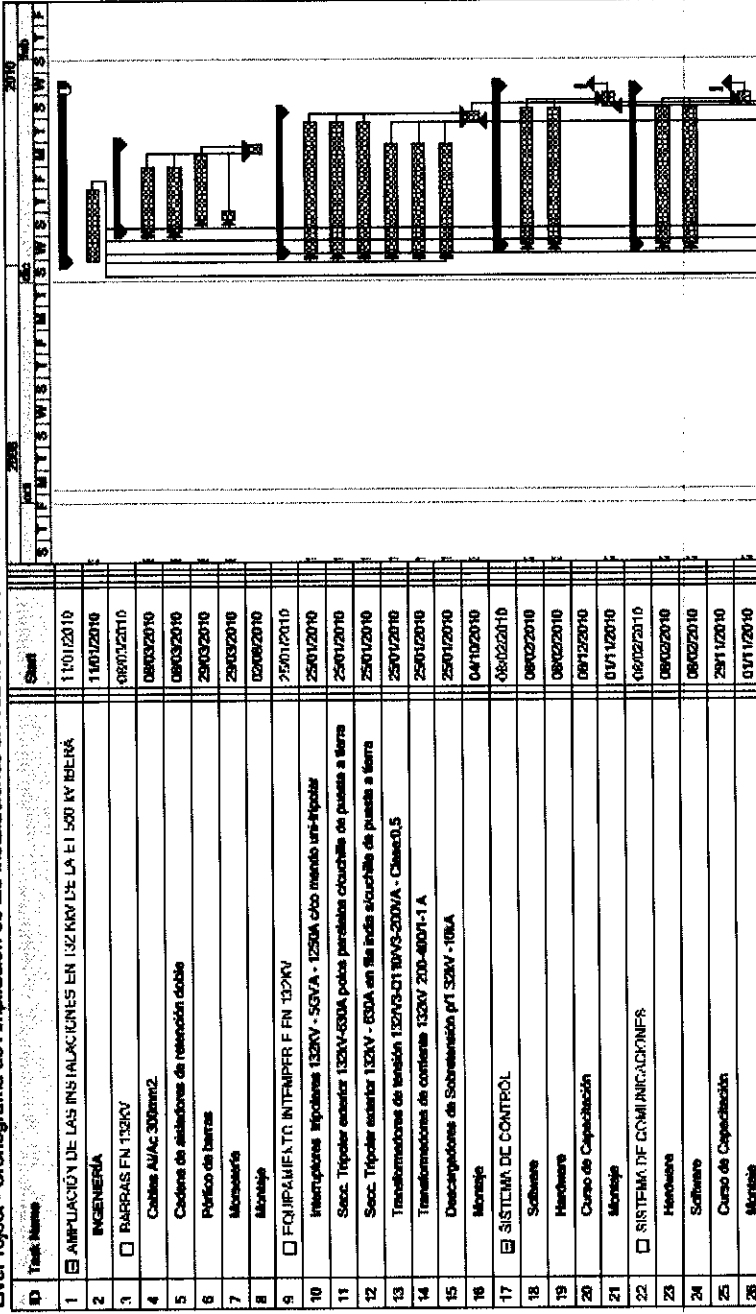


[Signature]
F.D.

Proyecto a ser financiado por el Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR (FOCEM)
Subsecretaría de Energía-MOSP-Provincia de Corrientes

Cronogramas de Obra

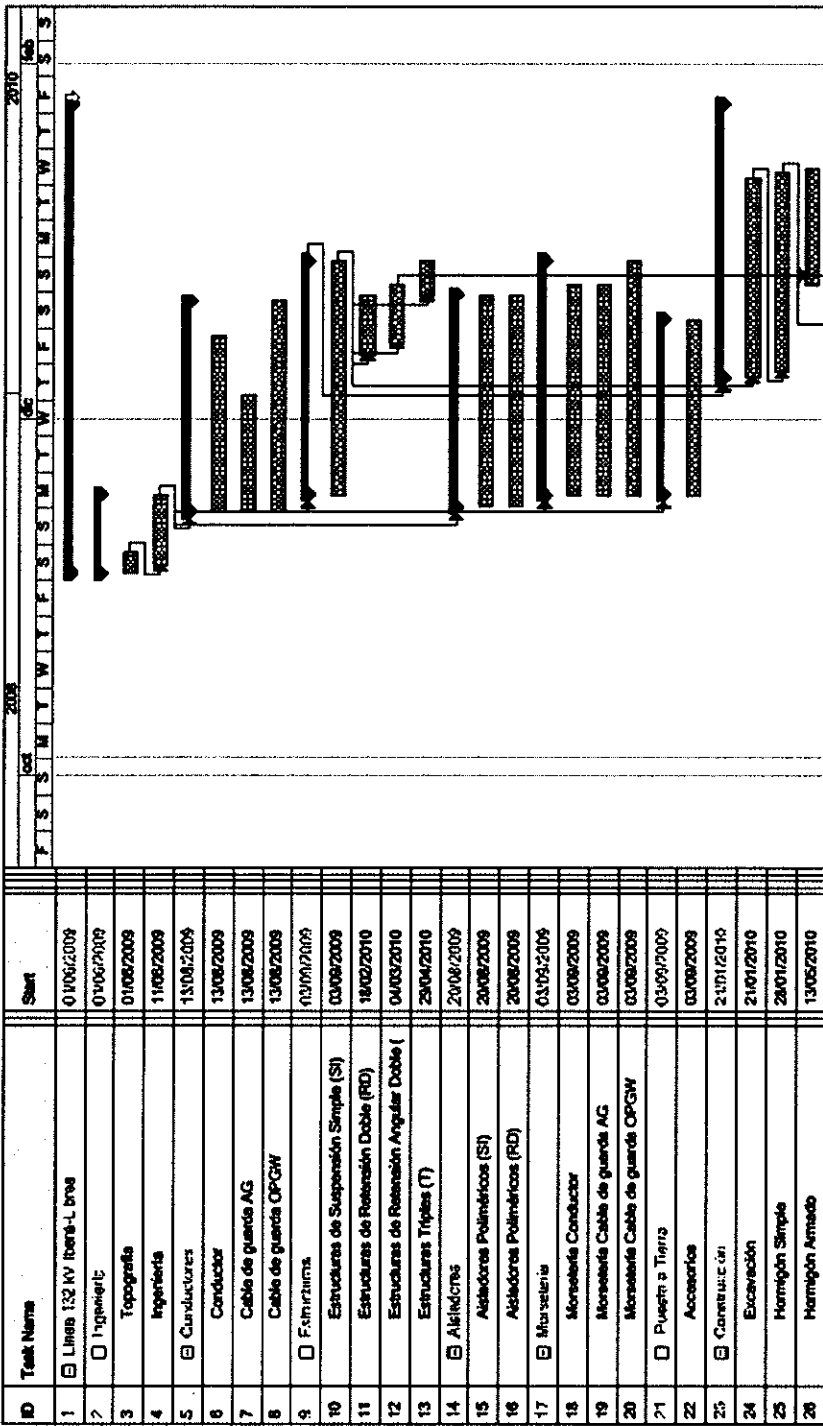
LiveProject - Cronograma de Ampliación de las Instalaciones en 132 kV de la ET 500 kV Iberá



Normal task
 Split task
 Critical task
 Milestone
 External task
 Deadline
 % complete
 Summary task
 Rolled up / Summary task



LiveProject - Cronograma Línea Iberá-Libres



Normal task
 Split task
 Critical task
 Milestone
 External task
 Deadline
 % complete
 Summary task
 Rolled up Summary task

Subsecretaría de Energía-MOSP-Provincia de Corrientes
 Proyecto a ser financiado por el Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR (FOCEM)



LiveProject - Cronograma ET P. de los Libres Norte

ID	Task Name	Start
27	Tramo de Intensidad Intermedio de 13.2kV (seg)	09/02/2010
28	Cables metálicos en 33kV tipo Anillo completo	09/02/2010
29	Cables metálicos en 13.2kV tipo Anillo completo	09/02/2010
30	Cable metálico 13.2kV tipo Anillo completo p	09/02/2010
31	Cable Subterráneo XLPE 33kV Cu 4x(1x85mm)	29/12/2009
32	Cable Subterráneo XLPE 13.2kV Cu 4x(1x65mm)	29/12/2009
33	Cable Subterráneo XLPE 13.2kV Cu 4x(1x40)	29/12/2009
34	Montaje	16/11/2010
35	<input type="checkbox"/> RETEVA DE CONTROL	17/11/2009
36	Software	29/12/2009
37	Herramienta	17/11/2009
38	Curso de Capacitación	08/12/2010
39	Montaje	30/11/2010
40	<input type="checkbox"/> SISTEMA DE COMUNICACIONES	16/11/2009
41	Herramienta	17/11/2009
42	Software	29/12/2009
43	Curso de Capacitación	01/12/2010
44	Montaje	30/11/2010
45	<input type="checkbox"/> PROTECCIONES, RELUCIONES Y ALARMS	17/11/2009
46	Panel de Protecciones para equipamiento en m	17/11/2009
47	Protecciones de Líneas y Transformador	17/11/2009
48	Panel de Alarmas y Relés Repetidores.	17/11/2009
49	Curso de Capacitación	05/10/2010
50	Montaje	07/09/2010
51	<input type="checkbox"/> SERVICIOS AUXILIARES	26/10/2009
52	Tableros de Servicios Auxiliares de CC y CA.	20/10/2009

Normal task
 Split task
 Critical task
 Milestone
 External task
 Disabled
 % complete
 Summary task
 Rolled-up Summary task

LiveProject - Cronograma de Ampliación de la ET Paso de los Libres Sur

ID	Task Name	% complete	Start
1	AMPLIACIÓN DE LA ET PASO DE LOS LIBRES SUR	0	11/01/2010
2	INGENIERÍA	0	11/01/2010
3	BARRAS FN 132KV	0	09/03/2010
4	Cables A/JAC 300mm2	0	09/03/2010
5	Cadens de aisladores de retención doble	0	09/03/2010
6	Púrtico de barras	0	29/03/2010
7	Monteiería	0	29/03/2010
8	Montaje	0	02/08/2010
9	EQUIPAMIENTO INTERFRENTE FN 132KV	0	25/01/2010
10	Interrupciones tripolares 132KV - 50VA - 1250A óco	0	25/01/2010
11	Secc. Tripolar exterior 132KV - 630A polos paralelos CI	0	25/01/2010
12	Secc. Tripolar exterior 132KV - 630A en fila india s/bu	0	25/01/2010
13	Transformadores de tensión 132KV-0110KV3-200VA	0	25/01/2010
14	Transformadores de corriente 132KV 200-400V1-1A	0	25/01/2010
15	Descargadores de Sobretensión p/1 32KV - 10kA	0	25/01/2010
16	Montaje	0	04/10/2010
17	SISTEMA DE CONTROL	0	08/02/2010
18	Software	0	08/02/2010
19	Hardware	0	08/02/2010
20	Curso de Capacitación	0	09/12/2010
21	Montaje	0	01/11/2010
22	SISTEMA DE COMUNICACIONES	0	08/02/2010
23	Hardware	0	08/02/2010
24	Software	0	08/02/2010
25	Curso de Capacitación	0	29/11/2010
26	Montaje	0	01/11/2010

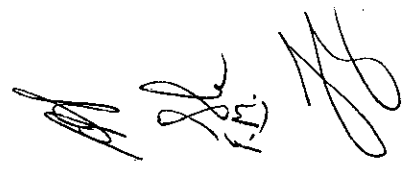
Normal task
 Split task
 Critical task
 % complete
 Summary task
 Rolled up Summary task
 Milestone
 External task
 Deadline



Objetivos del trabajo

Definir el Plan de Obras Prioritarias durante el período 2004 – 2010 para asegurar el abastecimiento y eliminar restricciones de transporte en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), en el corto y mediano plazo.

Tomando como marco de referencia el Plan Federal de Transporte, el C.F.E.E. ha encarado la definición de prioridades en el resto del sistema de transporte con el fin de resolver los problemas de abastecimiento que ya pueden detectarse y que se agravarán en el corto plazo.



C.F.E.E.

CONSEJO FEDERAL DE LA ENERGIA ELECTRICA

Orden de Prioridades

Las obras resultantes de la evaluación fueron clasificadas según un orden de prioridades fundado en la severidad de las consecuencias que acarrearía su postergación fuera del período de análisis.

Las obras que no contribuyen al objetivo básico de asegurar el suministro en condiciones normales, o presentan problemas en la operación, o se encuentran fuera del alcance ($V_n < 132$ kV), fueron clasificadas con niveles de prioridad más bajos.



C.F.E.E.

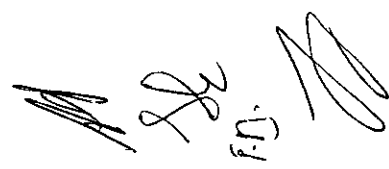
CONSEJO FEDERAL DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

Orden de Prioridad "A"

Obras para evitar cortes de demanda requeridos por sobrecargas o niveles de tensión inadmisibles en condiciones de red completa.
La condición de "inadmisible" se establece considerando los criterios de desempeño mínimo que normalmente se aplicarían en situaciones N-1.



C.F.E.E.
CONSEJO FEDERAL DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA



Orden de Prioridad “B”

Obras para evitar Estados N-1 en los que la ENS resulte superior al 30% de la demanda del área abastecida durante 10 días corridos.

(Criterio similar al establecido por la SE en su Res. N° 106/2003 para priorizar obras de seguridad contempladas por la Res. N° 1 del 02/01/03).



C.F.E.E.
CONSEJO FEDERAL DE LA ENERGIA ELECTRICA

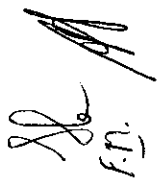
Orden de Prioridad “C”

Otras obras relacionadas con mejoras en la seguridad y confiabilidad, adecuación de los sistemas a los criterios de diseño, mejoras de la calidad del servicio o del producto técnico, de flexibilización de la operación, etc.

Quedan incluidas aquí las obras destinadas a evitar la operación en estado N con tensiones fuera de banda ($\pm 5\%$), así como los estados N-1 no incluidos en el punto anterior, en los que se requiera realizar cortes de demanda para evitar sobrecargas o tensiones fuera de banda ($\pm 10\%$).



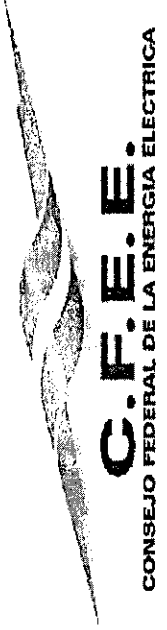
C.F.E.E.
CONSEJO FEDERAL DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA


F.D.



Obras en Corrientes (1)

Ampliación ET Bella Vista - Instalación transf. 132/33/13,2 kV - 7.5 MVA	A	2005	32.0	-	Saturación en el 2006. Obra finalizada.
LAT 132 Mercedes - P. de los Libres	C	2008	-	3	Con la ET 500 kV Mercedes esta obra mejora notablemente la confiabilidad de la zona.
Ampliación ET Corrientes Centro- Instalación Trafo 132/33/13,2 kV - 50 MVA	C	2007	-	6	No hay espacio físico para ampliación y las redes de MT están saturadas con pérdidas inadmisibles. Se requiere nueva estación (Alternativa: Corrientes Este).
LAT 132 kV Paso de la Patria - Corrientes Este. 16 km DT.	A	2008	146.5	-	De acuerdo a lo que se observa en la Guía de Referencia, en 2006/2007 se registran fuertes sobrecargas en los actuales transformadores de Corrientes y Santa Catalina. ENS calculado en base a demanda excedente sobre la del 2006.
E.T. Corrientes Este. 132/33/13.2 kV - Poligonal 100 MVA					



C.F.E.E.

CONSEJO FEDERAL DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA



Cabe señalar que la categorización de las Obras realizadas por el estudio encomendado por el Consejo Federal de la Energía Eléctrica (CFEE), responde a cuestiones derivadas de los estudios eléctricos y condiciones de despacho.

No se ha considerado en este análisis la prioridad derivada de las necesidades regionales en materia de oferta de energía y potencia y calidad de servicio.



Funcionamiento y Organización del Sector Eléctrico Argentino

La transformación del sector eléctrico en la República Argentina debe observarse en el marco general de un profundo cambio en el ámbito económico, con una participación creciente de la actividad privada, en que el Estado pasa a ejercer la función reguladora y orientadora para que las nuevas actividades se desarrollen en forma armónica y equilibrada.

Es decir, el Estado transfiere sus funciones de empresario al sector privado reduciendo su sobredimensionamiento y mantiene sus funciones de regulador de las actividades a efectos de evitar prácticas monopólicas.

En este contexto, la Secretaría de Energía es el organismo que rige en materia de definición de la política sectorial, conduce las acciones tendientes a aplicar esta política, orientando el proceso de adaptación de los nuevos operadores al interés general.

El objetivo es lograr una sólida industria eléctrica capaz de asegurar a la sociedad energía suficiente, a los mejores precios compatibles con la calidad del servicio y con los costos de mantener y expandir la actividad.

Las principales características de esta transformación son las siguientes:

- Se ha tratado de introducir el mayor grado de competencia posible a los efectos de lograr a través de ella una mayor eficiencia.
- En ese contexto se trató que las tarifas a usuarios finales de los distribuidores cumplan con las siguientes premisas:
- Proveer ingresos para satisfacer los costos operativos y una tasa de retorno razonable.
- Incluir como costo el precio de compra a nivel mayorista, en el mercado estacional.
- Asegurar el mínimo costo compatible con la seguridad del abastecimiento.
- Evitar subsidios entre distintos tipos de clientes.
- La Ley Marco Regulatorio N° 24065/92 modificatoria y ampliatoria de la Ley de la Energía Eléctrica N° 15336/60, ha establecido las reglas principales bajo las cuales funcionará el Sector Eléctrico.

Se ha separado la actividad del mismo en tres etapas: Producción. Transporte y Distribución.

En ella también se determina la creación del Ente Nacional de Regulación de la Electricidad (ENRE) que tiene como funciones entre otras: el control de la prestación de los servicios, dictar reglamentaciones, prevenir conductas monopólicas, establecer bases de cálculo de tarifas y de los contratos que otorguen concesiones.

- Las bases en que se fundamenta el funcionamiento del sector es la conformación de: un mercado de energía eléctrica; un sistema de establecimiento de precios; y un administrador de dicho mercado.



El Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) es el punto donde convergen la oferta con la demanda, para definir el precio de la energía como el costo marginal de la última máquina, que fue requerida para abastecer a dicha demanda. Se entiende que dicho valor, representa precisamente el precio que los compradores están dispuestos a pagar por sus requerimientos de energía.

El funcionamiento del MEM se sustenta en dos aspectos: la prestación y la recepción del servicio. En la prestación se reconocen los tres segmentos de actividad: producción, transporte y distribución (industria eléctrica).

La recepción del servicio está representado por los grandes (clientes) usuarios que pueden comprar en forma directa al MEM y los medianos y pequeños clientes que compran a las compañías de distribución.

- En la producción de energía, la generación térmica funciona en libre competencia, es decir los precios menores desplazan a los más altos. La generación hidroeléctrica y nuclear están sometidas a lo que establecen los contratos de concesión. La producción está abierta a todos aquellos que deseen efectuar inversiones de riesgo.
- El transporte es una actividad definida como "servicio público". Tiene la obligación de brindar libre acceso a sus redes, para que pueda transitar la energía de generadores a distribuidores y grandes usuarios. No puede intervenir en la compra ni en la venta de energía eléctrica. Está relevada de la obligación de expandir la red pero puede participar en nuevas construcciones. Los recursos para la explotación y la expansión del equipamiento de transporte, provienen de quienes utilizan el servicio: generadores, distribuidores y grandes usuarios.
- La distribución ha sido definida como "servicio público" y debe cumplir con las obligaciones que le impone un contrato de concesión. Debe abastecer a toda la demanda en su área de concesión en condiciones de calidad y precio establecidos. El distribuidor debe asegurarse en forma permanente el abastecimiento de energía, su confiabilidad y su calidad para asegurar también estas condiciones a sus propios clientes.
- El MEM argentino dispone de señales económicas que tienden a aumentar la eficiencia:
- El precio de la energía surge como convergencia de la oferta y la demanda y tiene un papel importante como mecanismo asignador de recursos.
- El Mercado está ubicado en un punto geográfico que representa el "baricentro" de la demanda. Los tránsitos hacia y desde ese punto se hacen en función de los precios de nodo.
- Los servicios adicionales que se brindan en el MEM se remuneran a quienes los prestan y se cobra a quienes los reciben (frecuencia, tensión y potencia).
- El riesgo de no abastecer a la demanda configura un precio adicional que induce a aumentar la oferta.
- La comercialización de la energía dentro del MEM se efectúa a través de tres formas diferentes:

[Handwritten signature]
F.P.
[Handwritten signature]



Mercado Spot: Donde los precios varían en forma horaria de acuerdo a los requisitos y la disponibilidad de equipos que haya en cada momento. El ingreso de máquinas para abastecer la demanda se hace con un orden prioritario de costos, es decir entran en servicio primero las más económicas hasta cubrir la potencia más la reserva y las que no son requeridas quedan sin operar. En este mercado existe un reconocimiento para la energía en función de los costos de combustible y otro para la potencia que representa los costos fijos.

Mercado Estacional: Se definen dos períodos semestrales en el año, con fechas de comienzo el 1° de mayo y 1° de noviembre relacionados con las épocas de hidraulicidad. En cada período estacional se define un precio estabilizado de la energía, en función de lo que se espera costará durante esos seis meses. Los distribuidores pueden comprar a ese precio y las diferencias que surgen con respecto a los precios reales que se produjeron en el Mercado Spot, se cargan al período siguiente.

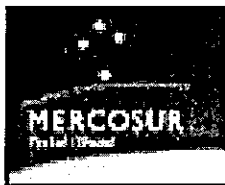
Mercado a Término: Se establece entre generador y distribuidor o gran usuario con la firma de un contrato. Se determinan las condiciones de entrega de la energía y de pago, como así también los plazos de vigencia y los resarcimientos de una de las partes por incumplimiento de la otra. Los precios se pactan libremente.

- Para lograr una administración del Mercado idónea, que mantenga una equidistancia entre los agentes que actúan dentro de él, fue necesario crear una Empresa que tuviera esa finalidad. Esta Empresa es la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA) que tomó a su cargo la responsabilidad del Mercado a partir del 1° de agosto de 1992. Se ha definido que la misma funcione como entidad sin fines de lucro. Los principales objetivos de CAMMESA son:
- Efectuar la optimización de la producción a los efectos de minimizar los costos totales del Mercado.
- Maximizar la seguridad del sistema eléctrico y la calidad de los suministros.
- Planificar las necesidades de potencia y energía, optimizar su aplicación y tratar de prever los precios que regirán en el mercado.
- Realizar los cálculos de las transacciones económicas entre los Agentes Reconocidos del MEM y emitir los documentos de facturación. Efectuar las cobranzas y transferencias necesarias.
- Supervisar el funcionamiento del Mercado a Término y efectuar el despacho técnico de los contratos.
- Garantizar la transparencia y equidad de las decisiones que afecten al MEM.

CAMMESA es una sociedad civil cuyas acciones están en manos de los agentes que actúan en el Mercado, pero no en forma directa sino a través de sus representantes. Dichas acciones se distribuyen de la siguiente manera:

A - ESTADO: Secretaría de Energía (20%)

B - AGEERA: Asociación de Generadores de la Energía Eléctrica de la R. Argentina (20%)



C - ADEERA: Asociación de Distribuidores de la Energía Eléctrica de la R. Argentina (20%)

D - ATEERA: Asociación Transportistas de la Energía Eléctrica de la R. Argentina (20%)

E - AGUEERA: Asociación de Grandes Usuarios de Energía Eléctrica de la R. Argentina (20%)

La dirección y administración de CAMMESA está a cargo de un Directorio integrado por diez titulares, cada uno de los tenedores de acciones designará a dos de ellos. El presidente es el Secretario de Energía y el Vicepresidente es el otro representante del Estado Nacional. Existe un Comité Ejecutivo de tres miembros cuyo presidente es el Vicepresidente del Directorio, un miembro es nombrado por los grandes usuarios y el otro por la industria eléctrica (AGUEERA, ADEERA o ATEERA).

7LEY Nº 24.065 REGIMEN DE LA ENERGIA ELECTRICA

Generación, transporte y distribución de electricidad. Objeto. Política general y agentes. Transporte y distribución. Generadores, transportistas, distribuidores y grandes usuarios. Disposiciones comunes a transportistas y distribuidores. Provisión de servicios. Limitaciones. Exportación e importación. Despacho de cargas. Tarifas. Adjudicaciones. Ente Nacional Regulador. Fondo Nacional de la Energía Eléctrica. Procedimientos y control jurisdiccional. Contravenciones y sanciones. Disposiciones varias. Ambito de aplicación. Disposiciones transitorias. Modificaciones a la ley 15.336. Privatización. Adhesión.

Sancionada: Diciembre 19 de 1991

Promulgada Parcialmente: Enero 3 de 1992

Publicada B.O.: 16 de enero de 1992

Generación, transporte y distribución de electricidad.

CAPITULO I

Objeto

ARTICULO 1º.- Caracterízase como servicio público al transporte y distribución de electricidad.

La actividad de generación, en cualquiera de sus modalidades, destinada total o parcialmente a abastecer de energía a un servicio público será considerada de interés general, afectada a dicho servicio y encuadrada en las normas legales y reglamentarias que aseguren el normal funcionamiento del mismo.

CAPITULO II

Política general y agentes.

ARTICULO 2º.- Fíjense los siguientes objetivos para la política nacional en materia de abastecimiento, transporte y distribución de electricidad:

a) Proteger adecuadamente los derechos de los usuarios;

[Handwritten signatures and initials]



- b) Promover la competitividad de los mercados de producción y demanda de electricidad y alentar inversiones para asegurar el suministro a largo plazo;
- c) Promover la operación, confiabilidad, igualdad, libre acceso, no discriminación y uso generalizado de los servicios e instalación de transporte y distribución de electricidad;
- d) Regular las actividades del transporte y la distribución de electricidad, asegurando que las tarifas que se apliquen a los servicios sean justas y razonables;
- e) Incentivar el abastecimiento, transporte, distribución y uso eficiente de la electricidad fijando metodologías tarifarias apropiadas;
- f) Alentar la realización de inversiones privadas en producción, transporte y distribución, asegurando la competitividad de los mercados donde sea posible.

El Ente Nacional Regulador de la Electricidad que se crea en el Artículo 54 de la presente ley, sujetará su accionar a los principios y disposiciones de la presente norma, y deberá controlar que la actividad del sector eléctrico se ajuste a los mismos.

CAPITULO III

Transporte y distribución.

ARTICULO 3º.- El transporte y la distribución de electricidad deberán prioritariamente ser realizados por personas jurídicas privadas a las que el Poder Ejecutivo les haya otorgado las correspondientes concesiones de conformidad con las disposiciones de las leyes 15.336, 23.696 y de la presente ley.

El Estado por sí, o a través de cualquiera de sus entes o empresas dependientes, y a efectos de garantizar la continuidad del servicio, deberá proveer servicios de transporte o distribución en el caso en que, cumplidos los procedimientos de selección referidos en la presente ley, no existieron oferentes, a los que puedan adjudicarse las prestaciones de los mismos.

CAPITULO IV

Generadores, transportistas, distribuidores y grandes usuarios.

ARTICULO 4º.- Serán actores reconocidos del mercado eléctrico:

- a) Generadores o productores;
- b) Transportistas;
- c) Distribuidores;
- d) Grandes usuarios.

ARTICULO 5º.- Se considera generador a quien, siendo titular de una central eléctrica adquirida o instalada en los términos de esta ley, o concesionarios de servicios de explotación de acuerdo al artículo 14 de la ley 15.336, coloque su producción en forma total o parcial en el sistema de transporte y/o distribución sujeto a jurisdicción nacional.



ARTICULO 6º.- Los generadores podrán celebrar contratos de suministro directamente con distribuidores y grandes usuarios. Dichos contratos serán libremente negociados entre las partes.

ARTICULO 7º.- Se considera transportista a quien, siendo titular de una concesión de transporte de energía eléctrica otorgada bajo el régimen de la presente ley, es responsable de la transmisión y transformación a ésta vinculada, desde el punto de entrega de dicha energía por el generador, hasta el punto de recepción por el distribuidor o gran usuario, según sea el caso.

ARTICULO 8º.- Quienes reciban energía en bloque por pago de regalías o servicios podrán comercializarla de igual manera que los generadores.

ARTICULO 9º.- Se considera distribuidor a quien, dentro de su zona de concesión es responsable de abastecer a usuarios finales que no tengan la facultad de contratar su suministro en forma independiente.

ARTICULO 10.- Se considera gran usuario a quien contrata, en forma independiente y para consumo propio, su abastecimiento de energía eléctrica con el generador y/o el distribuidor. La reglamentación establecerá los módulos de potencia y de energía y demás parámetros técnicos que lo caracterizan.

CAPITULO V

Disposiciones comunes a transportistas y distribuidores.

ARTICULO 11.- Ningún transportista o distribuidor podrá comenzar la construcción y/u operación de instalaciones de la magnitud que precise la calificación del ente, ni la extensión o ampliación de las existentes, sin obtener de aquél un certificado que acredite la conveniencia y necesidad pública de dicha construcción, extensión o ampliación. El ente dispondrá la publicidad de este tipo de solicitudes y la realización de una audiencia pública antes de resolver sobre el otorgamiento del respectivo certificado.

ARTICULO 12.- El inicio o la inminencia de inicio de una construcción y/u operación que carezca del correspondiente certificado de conveniencia y utilidad pública, facultará a cualquier persona a acudir al ente para denunciar u oponerse a aquéllas. El ente ordenará la suspensión de dicha construcción y/u operación hasta tanto resuelva sobre el otorgamiento del referido certificado, sin perjuicio de las sanciones que pudieren corresponder por la infracción.

ARTICULO 13.- La construcción o ampliación de las instalaciones de un transportista o distribuidor que interfiriere o amenazare interferir irrazonablemente el servicio o sistema correspondiente a otro transportista o distribuidor, facultará a estos últimos para acudir ante el ente, el que oyendo a los interesados autorizará o no la nueva obra, pudiendo convocar, previo a ello, a una audiencia pública.

ARTICULO 14.- Ningún transportista ni distribuidor podrá abandonar total ni parcialmente las instalaciones destinadas al transporte y distribución de electricidad, ni dejar de prestar los servicios a su cargo, sin contar con la aprobación del ente, quien sólo la otorgará después de comprobar que las instalaciones o servicios a ser abandonados no resultan necesarios para el servicio público en el presente ni en un futuro previsible.

ARTICULO 15.- El ente resolverá, en los procedimientos indicados en los artículos 11, 12, 13 y 14, dentro del plazo de tres (3) meses contados a partir de la fecha de iniciación de los mismos.

Handwritten signatures and initials, including "S.H.", "F.D.", and "A.A."



ARTICULO 16.- Los generadores, transportistas, distribuidores y usuarios de electricidad están obligados a operar y mantener sus instalaciones y equipos en forma que no constituyan peligro alguno para la seguridad pública, y a cumplir con los reglamentos y resoluciones que el ente emita a tal efecto. Dichas instalaciones y equipos estarán sujetos a la inspección, revisión y pruebas que periódicamente realizará el ente, el que tendrá, asimismo, facultades para ordenar la suspensión del servicio, la reparación o reemplazo de instalaciones y equipos, o cualquier otra medida tendiente a proteger la seguridad pública.

ARTICULO 17.- La infraestructura física, las instalaciones y la operación de los equipos asociados con la generación, transporte y distribución de energía eléctrica, deberán adecuarse a las medidas destinadas a la protección de las cuencas hídricas y de los ecosistemas involucrados. Asimismo deberán responder a los estándares de emisión de contaminantes vigentes y los que se establezcan en el futuro, en el orden nacional por la Secretaría de Energía.

ARTICULO 18.- Los transportistas y los distribuidores gozarán de los derechos de servidumbre previstos en la ley 19.552.

ARTICULO 19.- Los generadores, transportistas y distribuidores, no podrán realizar actos que impliquen competencia desleal ni abuso de una posición dominante en el mercado. La configuración de las situaciones descritas precedentemente, habilitará la instancia judicial para el ejercicio de las acciones previstas por la ley 22.262, no siendo aplicable para ello lo dispuesto en el artículo 32 de dicha ley.

ARTICULO 20.- Los generadores, transportistas y distribuidores abonarán una tasa de inspección y control que será fijada por el ente de conformidad con lo dispuesto por los artículos 67 y 68 de la presente ley.

CAPITULO VI

Provisión de servicios.

ARTICULO 21.- Los distribuidores deberán satisfacer toda demanda de servicios de electricidad que les sea requerida en los términos de su contrato de concesión.

ARTICULO 22.- Los transportistas y los distribuidores están obligados a permitir el acceso indiscriminado de terceros a la capacidad de transporte de sus sistemas que no esté comprometida para abastecer la demanda contratada, en las condiciones convenidas por las partes y de acuerdo a los términos de esta ley.

A los fines de esta ley la capacidad de transporte incluye la de transformación y acceso a toda otra instalación o servicio que el ente determine.

ARTICULO 23.- Ningún transportista ni distribuidor podrá otorgar ni ofrecer ventajas o preferencias en el acceso a sus instalaciones, excepto las que puedan fundarse en categorías de usuarios o diferencias concretas que determine el ente.

ARTICULO 24.- Los transportistas y los distribuidores responderán a toda solicitud de servicio dentro de los treinta (30) días corridos, contados a partir de su recepción.



ARTICULO 25.- Quien requiera un servicio de suministro eléctrico de un distribuidor o acceso a la capacidad de transporte de un transportista o distribuidor y no llegue a un acuerdo sobre las condiciones del servicio requerido, podrá solicitar la intervención del ente el que, escuchando también a la otra parte, resolverá el diferendo, debiendo tener, a tales efectos, como objetivo fundamental el asegurar el abastecimiento.

ARTICULO 26.- Los transportistas y los distribuidores deberán fijar especificaciones mínimas de calidad para la electricidad que se coloque en sus sistemas. Dichas especificaciones serán publicadas en los respectivos cuadros tarifarios.

ARTICULO 27.- Los transportistas y los distribuidores efectuarán el mantenimiento de sus instalaciones en forma de asegurar un servicio adecuado a los usuarios.

ARTICULO 28.- Los contratos de concesión podrán obligar a los transportistas y distribuidores a extender o ampliar las instalaciones, cuando ello resulte conveniente a las necesidades del servicio público. En este caso, los concesionarios podrán recuperar el monto de sus inversiones conforme lo dispuesto en el artículo 41 de esta ley.

ARTICULO 29.- La concesión de transporte sujeta a jurisdicción nacional se otorgará por plazo fijo, en los términos del artículo 18 de la ley 15.336, no siéndole aplicables los incisos 3, 11, 12, 16, 17 y 18. A su vez, deberá también especificarse la capacidad, características y el plan de obras e instalaciones a efectuarse así como el régimen de precios del peaje.

CAPITULO VII

Limitaciones.

ARTICULO 30.- Los transportistas (sea individualmente, o como propietarios mayoritarios, y/o como tenedores de paquetes accionarios mediante los cuales accedan al control de la empresa concesionaria del transporte), no podrán comprar ni vender energía eléctrica.

ARTICULO 31.- Ningún generador, distribuidor, gran usuario ni empresa controlada por algunos de ellos o controlante de los mismos, podrá ser propietario o accionista mayoritario de una empresa transportista o de su controlante. No obstante ello, el Poder Ejecutivo podrá autorizar a un generador, distribuidor y/o gran usuario a construir, a su exclusivo costo y para su propia necesidad, una red de transporte, para lo cual establecerá las modalidades y forma de operación.

ARTICULO 32.- Sólo mediante la expresa autorización del ente dos o más transportistas, o dos o más distribuidores, podrán consolidarse en un mismo grupo empresario o fusionarse.

También será necesaria dicha autorización para que un transportista o distribuidor pueda adquirir la propiedad de acciones de otro transportista o distribuidor, respectivamente.

El pedido de autorización deberá ser formulado al ente, indicando las partes involucradas, una descripción del acuerdo cuya aprobación se solicita, el motivo del mismo y toda otra información que para resolver pueda requerir el ente.

El ente dispondrá la realización de audiencias para conocer la opinión de todos los interesados y otras investigaciones que considere necesarias y otorgará la autorización siempre que no se vulneren las disposiciones de la presente ley ni se resientan el servicio ni el interés público.

F.N.
[Handwritten signatures]



ARTICULO 33.- A los fines de este título, si las sociedades que se dediquen al transporte y distribución de energía eléctrica fueran sociedades por acciones, su capital deberá estar representado por acciones nominativas no endosables.

CAPITULO VIII

Exportación e importación.

ARTICULO 34.- La exportación e importación de energía eléctrica deberán ser previamente autorizadas por la Secretaría de Energía dependiente del Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos.

CAPITULO IX

Despacho de cargas.

ARTICULO 35.- El despacho técnico del Sistema Argentino de Interconexión (SADI), estará a cargo del Despacho Nacional de Cargas (DNDC), órgano que se constituirá bajo la forma de una sociedad anónima cuyo capital deberá estar representado por acciones nominativas no endosables y cuya mayoría accionaria estará, inicialmente, en la cabeza de la Secretaría de Energía, y en el que podrán tener participación accionaria los distintos actores del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). La participación estatal, inicialmente mayoritaria, podrá ser reducida por el Poder Ejecutivo hasta el diez por ciento (10 %) del capital social, no obstante este porcentaje deberá asegurarle la participación y poder de veto en el directorio.

La Secretaría de Energía determinará las normas a las que se ajustará el DNDC para el cumplimiento de sus funciones, las que deberán garantizar la transparencia y equidad de las decisiones, atendiendo a los siguientes principios:

- a) Permitir la ejecución de los contratos libremente pactados entre las partes, entendiendo por tales a los generadores (con excepción de aquellos comprendidos en el artículo 1º de la ley 23.696 y la parte argentina de los entes binacionales), grandes usuarios y distribuidores (mercado a término);
- b) Despachar la demanda requerida, en base al reconocimiento de precios de energía y potencia que se establecen en el artículo siguiente, que deberán comprometerse explícitamente a aceptar los actores del mercado, para tener derecho a suministrar o recibir electricidad no pactada libremente entre las partes.

ARTICULO 36.- La Secretaría de Energía dictará una resolución con las normas de despacho económico para las transacciones de energía y potencia contempladas en el inciso b) del artículo precedente que aplicará el DNDC. La norma referida dispondrá que los generadores perciban por la energía vendida una tarifa uniforme para todos en cada lugar de entrega que fije el DNDC, basada en el costo económico del sistema. Para su estimación deberá tenerse en cuenta el costo que represente para la comunidad la energía no suministrada.

Asimismo, determinará que los demandantes (distribuidores) paguen una tarifa uniforme, estabilizada cada noventa (90) días, medida en los puntos de recepción, que incluirá lo que perciben los generadores por los conceptos señalados en el párrafo precedente, y los costos de transporte entre los puntos de suministro y recepción.



ARTICULO 37.- Las empresas de generación y transporte de propiedad total o mayoritaria del Estado nacional tendrán derecho a recuperar solamente sus costos operativos y de mantenimiento totales que les permitan mantener la calidad, continuidad y seguridad del servicio, cuyo concepto y metodología de determinación serán establecidos por la Secretaría de Energía. Los excedentes resultantes de la diferencia entre dicho valor y el precio de venta de la energía generada conforme al artículo precedente, así como los que resulten entre este último y el precio de venta de la energía generada por los entes binacionales conforme sus respectivos convenios, o resultantes de interconexiones internacionales, integrarán un fondo unificado, cuyo presupuesto será aprobado anualmente por el Congreso de la Nación y será administrado por la Secretaría de Energía, la que deberá atender con el mismo los compromisos emergentes de deudas contraídas hasta el presente y las inversiones en las obras que se encuentren en ejecución a la fecha de vigencia de esta ley que determine la Secretaría de Energía. El fondo unificado se destinará también para estabilizar, por el período que se determine, los precios que pagarán los distribuidores, conforme el artículo 36 de esta ley.

La citada secretaría podrá dividir en cuentas independientes los recursos del Fondo, conforme su origen y destino, pudiendo establecer un sistema de préstamos reintegrables entre las mismas.

ARTICULO 38.- La Secretaría de Energía preparará y publicitará entre los interesados planes orientativos sobre las condiciones de oferta y de demanda del SADI, que ofrezcan información fehaciente a los actores y potenciales inversores del MEM sobre las perspectivas de despacho.

ARTICULO 39.- El DNDC no impondrá restricciones a los autogeneradores que suministren energía a través de contratos libremente pactados con los demandantes, salvo que existieran razones técnicas fundadas, y canalizará ventas de saldos de este tipo de generación, en la medida que resulte económico para el sistema.

CAPITULO X

Tarifas.

ARTICULO 40.- Los servicios suministrados por los transportistas y distribuidores serán ofrecidos a tarifas justas y razonables, las que se ajustarán a los siguientes principios:

- a) Proveerán a los transportistas y distribuidores que operen en forma económica y prudente, la oportunidad de obtener ingresos suficientes para satisfacer los costos operativos razonables aplicables al servicio, impuestos, amortizaciones y una tasa de retorno determinada conforme lo dispuesto en el artículo 41 de esta ley;
- b) Deberán tener en cuenta las diferencias razonables que existan en el costo entre los distintos tipos de servicios considerando la forma de prestación, ubicación geográfica y cualquier otra característica que el ente califique como relevante;
- c) En el caso de tarifas de distribuidores, el precio de venta de la electricidad a los usuarios incluirá un término representativo de los costos de adquisición de la electricidad en el MEM;
- d) Sujetas al cumplimiento de los requisitos establecidos en los incisos precedentes, asegurarán el mínimo costo razonable para los usuarios compatible con la seguridad del abastecimiento.

F.M.

[Handwritten signatures]



ARTICULO 41.- Las tarifas que apliquen los transportistas y distribuidores deberán posibilitar una razonable tasa de rentabilidad, a aquellas empresas que operen con eficiencia. Asimismo, la tasa deberá: a) Guardar relación con el grado de eficiencia y eficacia operativa de la empresa;

b) Ser similar, como promedio de la industria, a la de otras actividades de riesgo similar o comparable nacional e internacionalmente.

ARTICULO 42.- Los contratos de concesión a transportistas y distribuidores incluirán un cuadro tarifario inicial que será válido por un período de cinco (5) años y se ajustará a los siguientes principios: a) Establecerá las tarifas iniciales que correspondan a cada tipo de servicio ofrecido, tales bases serán determinadas de conformidad con lo dispuesto en los artículos 40 y 41 de la presente ley;

b) Las tarifas subsiguientes establecerán el precio máximo que se fije para cada clase de servicios;

c) El precio máximo será determinado por el ente de acuerdo con los indicadores de mercados que reflejen los cambios de valor de bienes y/o servicios. Dichos indicadores serán a su vez ajustados, en más o en menos, por un factor destinado a estimular la eficiencia y, al mismo tiempo, las inversiones en construcción, operación y mantenimiento de instalaciones;

d) Las tarifas estarán sujetas a ajustes que permitan reflejar cualquier cambio en los costos del concesionario, que éste no pueda controlar;

e) En ningún caso los costos atribuibles al servicio prestado a un usuario o categoría de usuarios podrán ser recuperados mediante tarifas cobradas a otros usuarios.

ARTICULO 43.- Finalizado el período inicial de cinco (5) años el ente fijará nuevamente las tarifas por períodos sucesivos de cinco (5) años. El cálculo de las nuevas tarifas se efectuará de conformidad con lo establecido por los artículos 40 y 41 y se fijarán precios máximos de acuerdo a lo dispuesto por el artículo precedente.

ARTICULO 44.- Ningún transportista ni distribuidor podrá aplicar diferencias en sus tarifas, cargos, servicios o cualquier otro concepto excepto que aquéllas resulten de distinta localización, tipo de servicios o cualquier otro distingo equivalente que razonablemente apruebe el ente.

ARTICULO 45.- Los transportistas y distribuidores, dentro del último año del período indicado en el artículo 43 de esta ley, y con sujeción a la reglamentación que dicte el ente, deberán solicitarle la aprobación de los cuadros tarifarios que respondan a lo establecido en el artículo 42 que se proponen aplicar, indicando las modalidades, tasas y demás cargos que correspondan a cada tipo de servicio, así como las clasificaciones de sus usuarios y las condiciones generales del servicio. Dichos cuadros tarifarios, luego de su aprobación, deberán ser ampliamente difundidos para su debido conocimiento por parte de los usuarios.

ARTICULO 46.- Los transportistas y distribuidores aplicarán estrictamente las tarifas aprobadas por el ente. Podrán, sin embargo, solicitar a este último las modificaciones que consideren necesarias, si su pedido se basa en circunstancias objetivas y justificadas. Recibida la solicitud de modificación, el ente dará inmediata difusión pública a la misma por un plazo de treinta (30) días y convocará a una audiencia pública para el siguiente día hábil a fin de determinar si el cambio solicitado se ajusta a las disposiciones de esta ley y al interés público.



ARTICULO 47.- El ente deberá resolver dentro de los ciento veinte (120) días corridos contados a partir de la fecha del pedido de modificación, si así no lo hiciere el concesionario podrá ajustar sus tarifas a los cambios solicitados como si éstos hubieran sido efectivamente aprobados, debiendo, sin embargo, reintegrar a los usuarios cualquier diferencia que pueda resultar a favor de estos últimos si las modificaciones no fueran finalmente aprobadas por el ente o si la aprobación fuera solamente parcial.

ARTICULO 48.- Cuando, como consecuencia de procedimientos iniciados de oficio o por denuncia de particulares, el ente considere que existen motivos razonables para alegar que la tarifa de un transportista o distribuidor es injusta, irrazonable, indebidamente discriminatoria o preferencial, notificará tal circunstancia al transportista o distribuidor, la dará a publicidad, y convocará a una audiencia pública con no menos de treinta (30) días de anticipación. Celebrada la misma, dictará resolución dentro del plazo indicado en el artículo precedente.

ARTICULO 49.- Las tarifas por transporte y distribución estarán sujetas a topes anualmente decrecientes en términos reales a partir de fórmulas de ajuste automático que fijará y controlará el ente.

CAPITULO XI

Adjudicaciones.

ARTICULO 50.- El transporte y la distribución de electricidad sólo podrán ser realizados por empresas a las que el Poder Ejecutivo les haya otorgado una concesión de conformidad con lo dispuesto por la ley 15.336 y la presente ley. Las concesiones serán adjudicadas de conformidad con procedimientos de selección preestablecidos por la Secretaría de Energía.

ARTICULO 51.- Con una anterioridad no menor de dieciocho (18) meses a la fecha de finalización de una concesión, los transportistas y distribuidores tendrán derecho a requerir del ente la prórroga por un período de diez (10) años, o el otorgamiento de una nueva concesión. Dentro de los sesenta (60) días de requerido el ente resolverá fundadamente, sobre el otorgamiento o no de la prórroga o la negociación de una nueva concesión.

ARTICULO 52.- Si el ente decidiera no otorgar la prórroga o una nueva concesión al concesionario existente, iniciará un nuevo procedimiento de selección dentro del plazo de treinta (30) días para adjudicar los servicios de transporte o distribución en cuestión.

ARTICULO 53.- En el caso del artículo precedente, si la nueva concesión no pudiese ser otorgada antes de la finalización de la anterior concesión, el ente podrá requerir al titular de esta última la continuación del servicio por un plazo no mayor a doce (12) meses contados a partir de la fecha original de finalización de la concesión anterior.

CAPITULO XII

Ente Nacional Regulador.

ARTICULO 54.- Créase en el ámbito de la Secretaría de Energía del Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos, el Ente Nacional Regulador de la Electricidad, el que deberá llevar a cabo todas las medidas necesarias para cumplir los objetivos enunciados en el artículo 2º de esta ley. El Ente

[Handwritten signatures and initials]
F.M.



Nacional Regulador de la Electricidad deberá estar constituido y en condiciones de cumplir sus funciones dentro de los sesenta (60) días de la puesta en vigencia de la presente ley.

ARTICULO 55.- El ente gozará de autarquía y tendrá plena capacidad jurídica para actuar en los ámbitos del derecho público y privado, y su patrimonio estará constituido por los bienes que se le transfieran y por los que adquiriera en el futuro por cualquier título. Tendrá su sede en la ciudad de Buenos Aires. El ente aprobará su estructura orgánica.

ARTICULO 56.- El ente tendrá las siguientes funciones y facultades:

- a) Hacer cumplir la presente ley, su reglamentación y disposiciones complementarias, controlando la prestación de los servicios y el cumplimiento de las obligaciones fijadas en los contratos de concesión;
- b) Dictar reglamentos a los cuales deberán ajustarse los productores, transportistas, distribuidores y usuarios de electricidad en materia de seguridad, normas y procedimientos técnicos, de medición y facturación de los consumos, de control y uso de medidores, de interrupción y reconexión de los suministros, de acceso a inmuebles de terceros y de calidad de los servicios prestados;
- c) Prevenir conductas anticompetitivas, monopólicas o discriminatorias entre los participantes de cada una de las etapas de la industria, incluyendo a productores y usuarios;
- d) Establecer las bases para el cálculo de las tarifas de los contratos que otorguen concesiones a transportistas y distribuidores y controlar que las tarifas sean aplicadas de conformidad con las correspondientes concesiones y con las disposiciones de esta ley;
- e) Publicar los principios generales que deberán aplicar los transportistas y distribuidores en sus respectivos contratos para asegurar el libre acceso a sus servicios;
- f) Determinar las bases y condiciones de selección para el otorgamiento de concesiones de transporte y distribución de electricidad mediante procedimientos públicos o privados cuando razones especiales debidamente acreditadas así lo justifiquen;
- g) Llamará a participar en procedimientos de selección y efectuará las adjudicaciones correspondientes, firmando el contrato de concesión ad referendum del Poder Ejecutivo el que podrá delegar tal función en el órgano o funcionario que considere conveniente;
- h) Propiciar ante el Poder Ejecutivo, cuando corresponda, la cesión, prórroga, caducidad o reemplazo de concesiones;
- i) Autorizar las servidumbres de electroducto mediante los procedimientos aplicables de acuerdo a lo dispuesto por el artículo 18 de esta ley, y otorgar toda otra autorización prevista en la presente;
- j) Organizar y aplicar el régimen de audiencias públicas previsto en esta ley;
- k) Velar por la protección de la propiedad, el medio ambiente y la seguridad pública en la construcción y operación de los sistemas de generación, transporte y distribución de electricidad, incluyendo el derecho de acceso a las instalaciones de propiedad de generadores, transportistas, distribuidores y usuarios, previa notificación, a efectos de investigar cualquier amenaza real o potencial a la seguridad y conveniencia públicas en la medida que no obste la aplicación de normas específicas;



- l) Promover, ante los Tribunales competentes, acciones civiles o penales, incluyendo medidas cautelares, para asegurar el cumplimiento de sus funciones y de los fines de esta ley, su reglamentación y los contratos de concesión;
- m) Reglamentar el procedimiento para la aplicación de las sanciones que correspondan por violación de disposiciones legales, reglamentarias o contractuales, asegurando el principio del debido proceso;
- n) Requerir de los transportadores y distribuidores los documentos e información necesaria para verificar el cumplimiento de esta ley, su reglamentación y los respectivos contratos de concesión, realizando las inspecciones que al efecto resulten necesarias, con adecuado resguardo de la confidencialidad de información que pueda corresponder;
- ñ) Publicar la información y dar el asesoramiento que sea de utilidad para generadores, transportistas y usuarios, siempre que ello no perjudique injustificadamente derechos de terceros;
- o) Aplicar las sanciones previstas en la presente ley, en sus reglamentaciones y en los contratos de concesión, respetando en todos los casos los principios del debido proceso;
- p) Asegurar la publicidad de las decisiones, que adopte, incluyendo los antecedentes en base a los cuales fueron adoptadas las mismas;
- q) Someter anualmente al Poder Ejecutivo y al Congreso de la Nación un informe sobre las actividades del año y sugerencias sobre medidas a adoptar en beneficio del interés público, incluyendo la protección de los usuarios y el desarrollo de la industria eléctrica;
- r) Delegar en sus funcionarios las atribuciones que considere adecuadas para una eficiente y económica aplicación de la presente ley;
- s) En general, realizar todo otro acto que sea necesario para el mejor cumplimiento de sus funciones y de los fines de esta ley y su reglamentación.

ARTICULO 57.- El ente será dirigido y administrado por un directorio integrado por cinco (5) miembros, de los cuales uno será su presidente, otro su Vicepresidente y los restantes vocales.

ARTICULO 58.- Los miembros del directorio serán seleccionados entre personas con antecedentes técnicos y profesionales en la materia y designados por el Poder Ejecutivo, dos (2) de ellos a propuesta del Consejo Federal de la Energía Eléctrica. Su mandato durará cinco (5) años y podrá ser renovado en forma indefinida. Cesarán en sus mandatos en forma escalonada cada año . Al designar el primer directorio, el Poder Ejecutivo establecerá la fecha de finalización del mandato del presidente, vicepresidente y de cada vocal para permitir tal escalonamiento.

ARTICULO 59.- Los miembros del directorio tendrán dedicación exclusiva en su función, alcanzándoles las incompatibilidades fijadas por ley para los funcionarios públicos y sólo podrán ser removidos de sus cargos por acto fundado del Poder Ejecutivo.

Previa a la designación y/o a la remoción el Poder Ejecutivo deberá comunicar los fundamentos de tal decisión a una comisión del Congreso de la Nación integrada por dieciséis (16) miembros que serán los presidentes y vicepresidentes de las comisiones que cada una de las Cámaras determinen en función de su incumbencia, garantizando una representación igualitaria de senadores y diputados. Esta comisión podrá emitir opinión dentro del plazo de treinta (30) días corridos de recibidas las

Handwritten signatures and initials, including "F.M." and "M.O.".



actuaciones. Emitida la misma o transcurrido el plazo establecido para ello, el Poder Ejecutivo Nacional quedará habilitado para el dictado del acto respectivo.

ARTICULO 60.- Los miembros del directorio no podrán ser propietarios ni tener interés alguno, directo ni indirecto, en empresas reconocidas como actores del mercado eléctrico por el artículo 4º de esta ley, ni en sus controladas o controlantes.

ARTICULO 61.- El presidente durará cinco (5) años en sus funciones y podrá ser reelegido. Ejercerá la representación legal del ente y en caso de impedimento o ausencia transitorios será reemplazado por el vicepresidente.

ARTICULO 62.- El directorio formará quórum con la presencia de tres (3) de sus miembros, uno de los cuales será el presidente o quien lo reemplace y sus resoluciones se adoptarán por mayoría simple. El presidente, o quien lo reemplace, tendrá doble voto en caso de empate.

ARTICULO 63.- Serán funciones del directorio, entre otras:

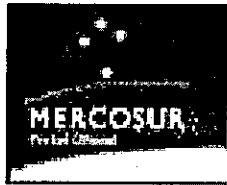
- a) Aplicar y fiscalizar el cumplimiento de las normas legales y reglamentarias que rigen la actividad del ente;
- b) Dictar el reglamento interno del cuerpo;
- c) Asesorar al Poder Ejecutivo en todas las materias de competencia del ente;
- d) Contratar y remover al personal del ente, fijándole sus funciones y condiciones de empleo;
- e) Formular el presupuesto anual de gastos y cálculo de recursos, que el ente elevará por intermedio del Poder Ejecutivo nacional para su aprobación legislativa mediante la Ley Nacional de Presupuesto del ejercicio correspondiente;
- f) Confeccionar anualmente su memoria y balance;
- g) En general, realizar todos los demás actos que sean necesarios para el cumplimiento de las funciones del ente y los objetivos de la presente ley.

ARTICULO 64.- El ente se registrará en su gestión financiera, patrimonial y contable por las disposiciones de la presente ley y los reglamentos que a tal fin se dicten. Quedará sujeto al control externo que establece el régimen de contralor público. Las relaciones con su personal se registrarán por la Ley de Contrato de Trabajo, no siéndoles de aplicación el régimen jurídico básico de la función pública.

ARTICULO 65.- El ente confeccionará anualmente su presupuesto, estimando razonablemente los gastos e inversiones correspondientes al próximo ejercicio. Un proyecto de presupuesto será previamente publicado, dando oportunidad a los transportistas, distribuidores y usuarios a objetarlos fundadamente.

ARTICULO 66.- Los recursos del ente se formarán con los siguientes ingresos:

- a) La tasa de inspección y control que se crea por el artículo siguiente;
- b) Los subsidios, herencias, legados, donaciones o transferencias bajo cualquier título que reciba;



- c) Los demás fondos, bienes o recursos que puedan serle asignados en virtud de las leyes y reglamentaciones aplicables;
- d) El producido de las multas y decomisos;
- e) Los intereses y beneficios resultantes de la gestión de sus propios fondos.

ARTICULO 67.- Productores, transportistas y distribuidores abonarán anualmente, y por adelantado una tasa de fiscalización y control a ser fijada por el ente en su presupuesto.

Esta tasa será fijada en forma singular para cada productor, transportista o distribuidor en particular y será igual a la suma total de gastos e inversiones previstos por el ente en dicho presupuesto, multiplicada por una fracción en la cual el numerador, serán los ingresos brutos por la operación correspondiente al año calendario anterior, y el denominador, el total de los ingresos brutos por operación de la totalidad de los productores, transportistas y distribuidores del país, durante igual período.

ARTICULO 68.- Si durante la ejecución de un presupuesto los recursos estimados para el ejercicio resultaren insuficientes por hechos imprevisibles a la fecha de confección del referido presupuesto, el ente podrá requerir el pago de una tasa complementaria, sujeta a la aprobación del Poder Ejecutivo, hasta satisfacer las necesidades presupuestarias.

ARTICULO 69.- La mora por falta de pago de la tasa se producirá de pleno derecho y devengará los intereses punitivos que fije la reglamentación. El certificado de deuda por falta de pago de la tasa expedido por el ente habilitará el procedimiento ejecutivo ante los tribunales federales en lo civil y comercial.

CAPITULO XIII

Fondo Nacional de la Energía Eléctrica.

ARTICULO 70.- Sustitúyense los incisos e) y g) del artículo 30 y del artículo 31 de la ley 15.336, por los siguientes:

e) El Fondo Nacional de la Energía Eléctrica se constituirá por un recargo de treinta australes por kilovatio hora (A 30 Kw/h) sobre las tarifas que paguen los compradores del mercado mayorista, es decir las empresas distribuidoras y los grandes usuarios, como asimismo por los reembolsos más sus intereses de los préstamos que se hagan con los recursos del Fondo. La Secretaría de Energía tendrá la facultad de modificar el monto del referido recargo, hasta un veinte por ciento (20 %) en más o en menos, de acuerdo a las variaciones económicas que se operen en la industria con posterioridad a la fecha de entrada en vigencia de esta ley;

g) El Fondo será administrado por el Consejo Federal de la Energía Eléctrica (CFEE) y se destinará a:

- El sesenta por ciento (60 %) para crear el Fondo Subsidiario para Compensaciones Regionales de Tarifas a Usuarios Finales, que asignará anualmente el Consejo Federal de la Energía Eléctrica (CFEE), distribuyéndolo entre las jurisdicciones provinciales que hayan adherido a los principios tarifarios contenidos en esta ley.

sl
F.N.



- El cuarenta por ciento (40 %) restante para alimentar el Fondo para el Desarrollo Eléctrico del Interior. El CFEE distribuirá los fondos en función a los índices repartidores vigentes o a los que dicho Consejo determine en el futuro.

CAPITULO XIV

Procedimientos y control jurisdiccional

ARTICULO 71.- En sus relaciones con los particulares y con la administración pública, el ente se regirá por los procedimientos establecidos en la Ley de Procedimientos Administrativos y sus disposiciones reglamentarias, con excepción de las materias contempladas expresamente en la presente ley.

ARTICULO 72.- Toda controversia que se suscite entre generadores, transportistas, distribuidores, grandes usuarios, con motivo del suministro o del servicio público de transporte y distribución de electricidad, deberá ser sometida en forma previa y obligatoria a la jurisdicción del ente.

Es facultativo para los usuarios, así como para todo tipo de terceros interesados, ya sean personas físicas o jurídicas, por iguales motivos que los enunciados en este artículo, el someterse a la jurisdicción previa y obligatoria del ente.

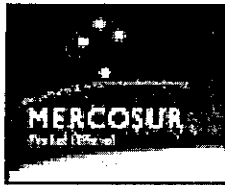
ARTICULO 73.- Cuando, como consecuencia de procedimientos iniciados de oficio o por denuncia, el ente considerase que cualquier acto de un generador, transportista, distribuidor o usuario es violatorio de la presente ley, de su reglamentación, de las resoluciones dictadas por el ente o de un contrato de concesión, el ente notificará de ello a todas las partes interesadas y convocará a una audiencia pública, estando facultado para, previo a resolver sobre la existencia de dicha violación, disponer, según el acto de que se trate, todas aquellas medidas de índole preventivo que fueran necesarias.

ARTICULO 74.- El ente convocará a las partes y realizará una audiencia pública, antes de dictar resolución en las siguientes materias:

- a) La conveniencia, necesidad y utilidad general de los servicios de transporte y distribución de electricidad;
- b) Las conductas contrarias a los principios de libre competencia o el abuso de situaciones derivadas de un monopolio natural o de una posición dominante en el mercado.

ARTICULO 75.- Cuando el ente o los miembros de su directorio incurrieran en actos que impliquen un exceso en el ejercicio de las atribuciones conferidas por la presente ley y por su reglamentación, o no cumplieren con las funciones y obligaciones inherentes a su cargo, cualquier persona cuyos derechos se vean afectados por dichos actos u omisiones podrá interponer ante el ente o ante la justicia federal, según corresponda, las acciones legales tendientes a lograr que el ente y/o los miembros de su directorio cumplan con las obligaciones que les impone la presente ley.

ARTICULO 76.- Las resoluciones del ente podrán recurrirse por vía de alzada, en los términos de la Ley Nacional de Procedimientos Administrativos y sus disposiciones reglamentarias. Agotada la vía administrativa procederá el recurso en sede judicial directamente ante la Cámara Nacional de Apelaciones en lo Contencioso Administrativo Federal.



CAPITULO XV

Contravenciones y sanciones

ARTICULO 77.- Las violaciones o incumplimientos de la presente ley y sus normas reglamentarias cometidos por terceros no concesionarios serán sancionados con:

- a) Multa entre australes un millón (A 1.000.000) y australes mil millones (A 1.000.000.000);
- b) Inhabilitación especial de uno (1) a cinco (5) años;
- c) Suspensión de hasta noventa (90) días en la prestación de servicios y actividades autorizados por el ente;
- d) Decomiso de los elementos utilizados para cometer la contravención, o de los bienes, artefactos e instalaciones construidas o ubicadas en contravención. Esta sanción podrá aplicarse como accesoria de las anteriores o independientemente de las mismas.

ARTICULO 78.- Las violaciones o incumplimientos de los contratos de concesión de servicios de transporte o distribución de electricidad serán sancionados con las penalidades previstas en los respectivos contratos de concesión.

ARTICULO 79.- El ente podrá disponer el secuestro de bienes como medida precautoria, a no ser que dichos bienes pertenezcan a un tercero no responsable.

ARTICULO 80.- En las acciones de prevención y constatación de contravenciones, así como para lograr el cumplimiento de las medidas de secuestro y otras que pudieren corresponder, el ente estará facultado para requerir el auxilio de la fuerza pública con jurisdicción en el lugar del hecho. A tal fin bastará con que el funcionario competente para la instrucción de las correspondientes actuaciones administrativas expida un requerimiento escrito a la autoridad que corresponda. Si el hecho objeto de prevención o comprobación constituyera un delito de orden público, deberá dar inmediata intervención a la justicia federal con jurisdicción en el lugar.

ARTICULO 81.- El ente dictará las normas de procedimiento con sujeción a las cuales se realizarán las audiencias públicas y se aplicarán las sanciones previstas en este capítulo debiéndose asegurar en todos los casos el cumplimiento de los principios del debido proceso.

Las sanciones aplicadas por el ente podrán impugnarse ante la Cámara Nacional de Apelaciones en lo Contencioso Administrativo Federal mediante un recurso directo a interponerse dentro de los treinta (30) días hábiles judiciales posteriores a su notificación.

Capitulo XVI

Disposiciones varias.

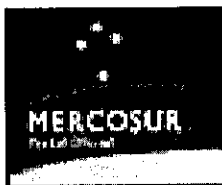
ARTICULO 82.- Déjase sin efecto el Fondo Nacional de Grandes Obras Eléctricas creado por la ley 19.287, y el Fondo Chocón - Cerros Colorados - Alicopá; establecido por la ley 17.574 y la ley 20.954.

ARTICULO 83.- Sustitúyense los artículos 1º, 9º, 10 y 11 de la ley 19.552 por los siguientes textos:

[Handwritten signature]
F.D.

Proyecto a ser financiado por el Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR (FOCEM)
Subsecretaría de Energía-MOSP-Provincia de Corrientes

104/113



Art. 1º.- Toda heredad está sujeta a la servidumbre administrativa de electroducto que se crea por la presente ley, la que se constituirá en favor del concesionario de subestaciones eléctricas, líneas de transporte de energía eléctrica, y distribuidores de energía eléctrica que estén sujetos a jurisdicción nacional.

Art. 9º.- El propietario del predio afectado por la servidumbre tendrá derecho a una indemnización que se determinará teniendo en cuenta:

- a) El valor de la tierra en condiciones óptimas en la zona donde se encuentre el inmueble gravado;
- b) La aplicación de un coeficiente de restricción que atienda al grado de las limitaciones impuestas por la servidumbre, el que deberá ser establecido teniendo en cuenta la escala de valores que fije la autoridad competente.

En ningún caso se abonará indemnización por lucro cesante.

Art. 10.- En caso de no llegar a acuerdo en cuanto al monto de la indemnización, por la limitación al derecho de propiedad, entre el propietario del predio afectado y el titular de la servidumbre, el propietario podrá ejercer las acciones a que se considere con derecho, en el mismo expediente en que se haya iniciado conforme lo previsto en el artículo 8º, o de no existir tal expediente, ante el juez federal competente en el lugar en que esté ubicado el inmueble.

Art. 11.- Las acciones judiciales referidas en la presente ley tramitarán por juicio sumario.

ARTICULO 84.- La falta de pago del suministro de energía eléctrica a usuarios finales y/o del precio de venta de dicha energía en bloque, será sancionado con la interrupción y/o desconexión de dicho suministro.

Para la percepción de los importes correspondientes a los precios de compraventa en bloque y/o de tarifas de suministros de usuarios finales, se aplicará el procedimiento ejecutivo, siendo título hábil la constancia de deuda que determine la reglamentación.

CAPITULO XVII

Ambito de aplicación

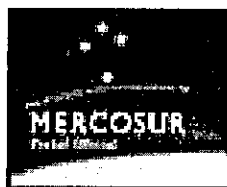
ARTICULO 85.- La presente ley es complementaria de la ley 15.336 y tiene su mismo ámbito y autoridad de aplicación.

CAPITULO XVIII

Disposiciones transitorias.

ARTICULO 86.- Las disposiciones de esta ley serán plenamente aplicables a quienes resulten adjudicatarios de concesiones de transporte o distribución, como consecuencia del proceso de privatización de Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires, Sociedad Anónima, Agua y Energía Eléctrica, Sociedad del Estado, e Hidroeléctrica Norpatagónica, Sociedad Anónima.

ARTICULO 87.- Por excepción, el presupuesto correspondiente al año 1992 del ente, será aprobado exclusivamente por el Poder Ejecutivo Nacional.



ARTICULO 88.- Los usuarios de los servicios prestados por Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires, Sociedad Anónima y Agua y Energía Eléctrica, Sociedad del Estado que estén vinculados a éstas por medio de contratos de suministro sujetos a cláusulas especiales a la fecha de entrada en vigencia de una concesión que se otorgue de conformidad con la ley 15.336 y de la presente ley, tendrán derecho a ingresar a las redes de transporte y/o distribución que utilizarán a tales efectos las empresas precedentemente citadas. En esos casos los transportistas o distribuidores estarán obligados a continuar

prestando servicios a dichos usuarios en las mismas condiciones resultantes de los contratos existentes durante un período de dos años contados a partir de la fecha de entrada en vigencia de esta ley o cualquier otro período menor que las partes puedan convenir. Las tarifas que se apliquen a tales servicios serán determinadas de acuerdo con las disposiciones de la presente ley.

CAPITULO XIX

Modificaciones a la ley 15.336.

ARTICULO 89.- Sustitúyanse los artículos 4º, 11 primer párrafo, 14, 18 inciso 8 y 28 último párrafo de la ley 15.336 por los siguientes textos:

Art. 4º.- Las operaciones de compra o venta de la electricidad de una central con el ente administrativo o con el concesionario que en su caso presta el servicio público, se reputarán actos comerciales de carácter privado en cuanto no comporten desmedro a las disposiciones de la presente ley.

Art. 11.- primer párrafo: En el ámbito de la jurisdicción nacional a que se refiere el artículo 6º y a los fines de esta ley, el Poder Ejecutivo Nacional otorgará las concesiones y ejercerá las funciones de policía y demás atribuciones inherentes al poder jurisdiccional.

Art. 14.- El ejercicio por particulares de actividades relacionadas con la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica de jurisdicción nacional, cualquiera sea la fuente de energía utilizada, requiere concesión del Poder Ejecutivo en los siguientes casos:

- a) Para el aprovechamiento de las fuentes de energía hidroeléctrica de los cursos de agua pública cuando la potencia normal que se conceda exceda de 500 kilovatios;
- b) Para el ejercicio de actividades destinadas al servicio público de transporte y/o distribución de electricidad.

Art. 18, inc. 8: Las condiciones en que se transferirán al Estado o al nuevo concesionario, según corresponda, los bienes afectados a la concesión, en el caso de caducidad, revocación o falencia.

Art. 28.- último párrafo: El Consejo Federal de la Energía Eléctrica será reglamentado sobre la base de reconocer y atribuir a los comités zonales una intervención informativa en todo problema de la competencia del Consejo Federal que se refiera a la respectiva zona, la aplicación del Fondo Especial de Desarrollo Eléctrico del Interior y las soluciones energéticas que juzguen de interés para la zona respectiva.

ARTICULO 90.- Deróganse los artículos 17; 20; 22; 23; los incisos a), b), c), d) y f) del 30; los incisos e) al h) inclusive del 37; 38; 39; 40; 41; 42 y 44 de la ley 15.336).



ARTICULO 91.- Facúltase al Poder Ejecutivo a delegar en el órgano que éste determine, las misiones y funciones que esta ley y la ley 15.336 le atribuyen.

ARTICULO 92.- Facúltase al Poder Ejecutivo a elaborar el texto ordenado del marco regulatorio eléctrico que se encuentra conformado por la ley 15.336 y la presente ley.

CAPITULO XX

Privatización

ARTICULO 93.- Declárase sujeta a privatización total la actividad de generación y transporte a cargo de las empresas Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires Sociedad Anónima, Agua y Energía Eléctrica Sociedad del Estado e Hidroeléctrica Norpatagónica Sociedad Anónima, las que se registrarán por la ley 23.696.

Las actividades a privatizar serán asumidas por cuenta y riesgo del particular adquirente.

La Comisión Bicameral de Seguimiento de las Privatizaciones deberá expedirse mediante dictamen previo de naturaleza vinculante dentro de los treinta días de notificada respecto de:

- a) Pliegos de bases y condiciones y sus modificaciones;
- b) Evaluación y adjudicación de ofertas;
- c) Contrato definitivo de privatización, con todos sus anexos y documentación complementaria;

El plazo de treinta días corridos se contará a partir de la recepción del expediente acreditada en forma fehaciente. La Comisión Bicameral tratará preferentemente los asuntos indicados en los incisos precedentes, dentro de las cuarenta y ocho horas de entrados y desplazando cualquier otro tema incluido en el orden del día.

ARTICULO 94.- En el caso de la generación hidráulica de Agua y Energía Eléctrica Sociedad del Estado, el Estado nacional deberá acordar previamente con las provincias involucradas los procedimientos para su destino final.

ARTICULO 95.- Sustitúyese el punto IV del anexo I de la ley 23.696, exclusivamente en relación a la empresa Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires Sociedad Anónima, por el siguiente texto:

IV.- Concesión de la distribución y comercialización.

- Privatización.

- Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires Sociedad Anónima.

ARTICULO 96.- A los fines de la aplicación del artículo 19 de la ley 23.696 la tasación previa se basará en el criterio de valuación que resulte del valor actual del flujo neto de fondos descontado, generado por la actividad o activo que se privatiza.

ARTICULO 97.- Quedan derogadas las leyes 17.574 y sus modificatorias 17.803 y 19.955, 20.050, 23.411, 17.866, 19.199, 19.287 y su modificatoria 20.954, 21.937 y 22.938, en todos sus aspectos, incluso los vinculados a las concesiones aprobadas mediante éstas, en cuanto obstan a los objetivos de



la privatización o impidan la desmonopolización o desregulación de la actividad actualmente a cargo de Hidroeléctrica Norpatagónica Sociedad Anónima. El Poder Ejecutivo reglamentará los alcances y entrada en vigencia de lo dispuesto en el presente artículo.

CAPITULO XXI

Adhesión.

ARTICULO 98.- Sin perjuicio de la aplicación, según su régimen propio, de las normas de naturaleza federal contenidas en la presente ley, invítase a las provincias a adherir al régimen de la presente ley.

ARTICULO 99.- Esta ley entrará en vigencia el día de su publicación en el Boletín Oficial.

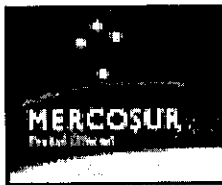
ARTICULO 100.- Comuníquese al Poder Ejecutivo.

ALBERTO R. PIERRI.- EDUARDO MENEM.- Juan Estrada.- Edgardo Piuzzi.

HE
R.M.

JP

AM



Ley de Adhesión de la Provincia a la Ley 24065

Poder Legislativo

Corrientes

L E Y N ° : 4.709 . -

EL HONORABLE SENADO Y LA HONORABLE CAMARA DE DIPUTADOS DE LA PROVINCIA

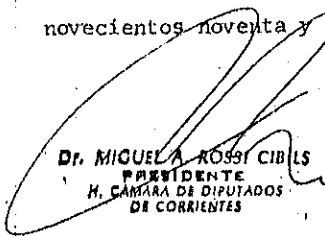
DE CORRIENTES SANCIONAN CON FUERZA DE

L E Y

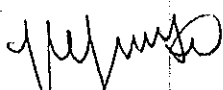
ARTICULO 1º . - ADIERRESE, la Provincia de Corrientes a los principios tarifarios contenidos en la Ley Nacional N° 24.065 . -

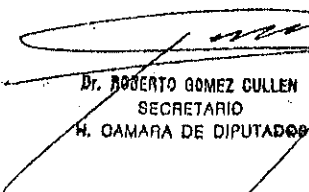
ARTICULO 2º . - COMUNIQUESE, al Poder Ejecutivo . -

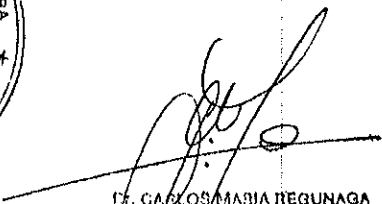
DADA en la Sala de Sesiones de la Honorable Legislatura de la Provincia de Corrientes, a los veinticuatro días del mes de Junio del año mil novecientos noventa y tres.-


Dr. MIGUEL ROSSI CIBILS
PRESIDENTE
H. CAMARA DE DIPUTADOS
DE CORRIENTES




Sdr. JOSÉ E. GARCÍA INCISO
Vicepresidente 1º
H. Cámara de Senadores

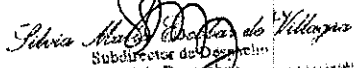

Dr. ROBERTO GÓMEZ CULLEN
SECRETARIO
H. CAMARA DE DIPUTADOS


Sr. CARLOS MARÍA REGUNAGA
SECRETARIO
Honorable Senado



CERTIFICO: Que, la presente fotocopia concuerda fielmente con su original.-

Corrientes, *11* de *Setiembre* de 2006


Silvia María Rodríguez de Velázquez
Subdirectora de Despliegue
Dirección General de Despliegue
Secretaría General de la Gobernación



Plan de Obras 2006-2009. Subsecretaría de Energía

12 ABR 2006 = 1287-06



Ministerio de Obras y Servicios Públicos
Subsecretaría de Energía
Provincia de Corrientes

Corrientes, 11 de Abril de 2006.

Sr. Ministro de Obras y Servicios Públicos
Dr. Marcelo A. Falcione
S / D


Ref: Planificación de Obras periodo 2006/2009

Elevo a su consideración la Planificación de Obras Eléctricas propuestas, consideradas necesarias para el período 2006/2009, para todo el territorio provincial. En la elaboración de esta planificación, se incluyeron a las propuestas de esta SSE, los requerimientos que oportunamente fueran solicitados a la DPEC, luego de una evaluación y depuración.

Por otra parte, también se ha puesto énfasis en aquellas obras que por su urgencia deberán ser tratadas prioritariamente, en función de la proyección de la demanda que ya se insinuara en el período estival 2005/2006.

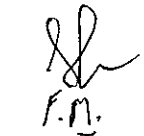
Es de destacar que la dilación en la construcción de las obras más prioritarias, devendrá en una dificultosa operación del sistema eléctrico, que derivará en cortes rotativos, como así también la postergación o migración a otras provincias de importantes inversiones para el desarrollo y crecimiento industrial.

Sin otro particular lo saludo a Ud. muy atentamente.


Ing. **JUAN MARCELO GATTI**
Subsecretario de Energía
M. O. y S. P. - Corrientes

Adjuntos: Expediente N° 875-01-03.0979/06
(47 páginas)
Planificación de Obras Período 2006/2007
(12 páginas)

Subsecretaría de Energía de Corrientes
NE/SSE N° 33


Subsecretaría de Energía
Teléfono 03789 476934

25 de Mayo 2006
3400 Corrientes



mantener el mismo en manos del estado, de manera que la realización de la LAT de 132 Kv a la Estación de Maniobras San Isidro (Dpto. Goya), responde a esas necesidades. Esta Estación de Maniobras es necesaria para insertar la LAT 132 Mercedes-San Isidro.

Efectivamente llevar la línea en 132 kV a la ET Goya significaría que automáticamente la transportista troncal (TRANSNEA) al ejercer la supervisión de la línea en 132 kV construida con recursos de la provincia, se le debería abonar un canon por dicha supervisión, sometiendo a las instalaciones a la jurisdicción federal.

Este es un hecho inconveniente para las políticas de desarrollo diseñadas para la provincia, motivo por el cual se ha pensado en vincular la ET Mercedes 500/132 kV con un punto intermedio de la línea Goya-Esquina.

De no ejecutarse esta obra no será posible abastecer la creciente demanda de la zona postergando inversiones productivas.

10. AMPLIACIÓN (Solicitada por DPEC) Y COMPENSACIÓN CAPACITIVA ET 132 kV ESQUINA

La ampliación de la potencia instalada (10 MVA), no es necesaria para el período 2006/2007. Para el próximo período hará falta una ampliación cuyo dimensionamiento está actualmente en estudio.

La compensación capacitiva es una obra no incluida en el expediente de la DPEC pero absolutamente necesaria e imprescindible para mejorar el bajo perfil de tensiones registrado en esta temporada estival en Esquina y toda el área de influencia. Esta obra potenciaría la capacidad de transporte del corredor Corrientes-Bella Vista.-Goya-Equina.

Incluida en el plan de obras de esta Subsecretaría de energía para el período 2006-2007.

Por otra parte en un futuro permitiría la materialización de la interconexión con el Sistema Entrerriano, por ejemplo a través de la línea Esquina-La Paz.

De no realizarse esta obra en el próximo período estival se registrarán muy bajos valores de tensión lo que dificultaría la operación del sistema. En estas condiciones las plantas industriales de la zona verían seriamente comprometida la operación de sus equipos.

11. AMPLIACION ET 132 kV PASO DE LOS LIBRES (Solicitada por DPEC)

La ampliación de esta ET debe responder a las necesidades surgidas de la planificación y a partir de la incorporación de la ET Mercedes 500/132 kV.

Para ello debe considerarse además del tema en cuestión la línea que vinculará la ET 132 KV Paso de los Libres con la ET Mercedes 500/132 kV y el necesario cambio de configuración para convertirla en una ET en doble barra.



Incluida en el plan de obras de esta Subsecretaría de energía para el período 2007-2008.

12. LAT 132 Kv ET 500/132 kv MERCEDES – PASO DE LOS LIBRES.
(Solicitada por DPEC)

Esta obra es necesaria para atender el crecimiento de la zona y mejorar la regulación de tensión en Paso de los Libres.

Incluida en el plan de obras de esta Subsecretaría de energía para el período 2007-2008.

13. REPARACIÓN y PUESTA EN SERVICIO LAT 132 kv PASO DE LOS LIBRES – LA CRUZ (Solicitada por DPEC)

Obra incluida en el plan de esta Subsecretaría.

14. AMPLIACIÓN ET 132 kv CURUZÚ CUATÍA (Solicitada por DPEC)

Dado que está prevista la realización para el período 2007-2008 sería conveniente analizar la posibilidad de una ampliación similar a la de ET Paso de los Libres.

15. AMPLIACIÓN ET 132 kv GOYA (Solicitada por la DPEC)

De realizarse la ampliación de la ET Goya, operada por TRANSNEA, la que se encuentra bajo jurisdicción federal, sería con la supervisión de la Transportista Troncal, con cargo a la DPEC. Como alternativa, se podría instrumentar dicha ampliación por compensación de deudas.

Para el caso de Goya, resulta indispensable obtener resultados a corto plazo con el programa de reducción de pérdidas eléctricas, lo que descargaría el sistema, mejorando la regulación y aliviando a los transformadores.

16. AMPLIACIÓN ET 132 kv CORRIENTES CENTRO (Solicitada por DPEC)

No es necesaria de construirse la ET Corrientes Este. La ampliación de esta ET encarecería injustificadamente la operación de la DPEC ya que aumentarían las pérdidas, harían menos confiable el sistema porque se seguiría alimentando desde los dos puntos de suministro actuales. Lo correcto es incorporar un tercer punto para equilibrar y distribuir mejor el sistema. El tercer punto en cuestión es la ET Corrientes Este.

17. AMPLIACIÓN DE LA ET 132 kv SANTA CATALINA (Solicitada por DPEC)

No es necesaria si se construyese la ET Corrientes Este la que permitirá descargar Santa Catalina. Valen los mismos criterios que los manifestados para el caso de la ET Corrientes Centro.

Handwritten signatures and initials, including 'F.D.' and a large signature.



CRONOGRAMA DE INVERSIONES						
	MONTO DE OBRA	2006	2007	2008	2009	TOTAL
Ampliación ET Mercedes 132/132 KV	\$ 10.285.000,00	\$ 5.142.500,00	\$ 6.142.500,00			\$ 10.285.000,00
LAT 132 KV Mercedes - Mercedes	\$ 6.910.000,00	\$ 2.764.000,00	\$ 4.146.000,00			\$ 6.910.000,00
LAT 132 KV Virasoro Apóstoles	\$ 3.024.000,00		\$ 1.966.600,00	\$ 1.058.400,00		\$ 3.024.000,00
Ampliación ET 132 KV Virasoro	\$ 3.450.000,00		\$ 2.242.500,00	\$ 1.207.500,00		\$ 3.450.000,00
ET 132 KV Corrientes Este	\$ 10.050.000,00	\$ 3.517.500,00	\$ 6.532.500,00			\$ 10.050.000,00
LAT 132 KV P. Patria - Corrientes Este	\$ 3.825.000,00	\$ 2.295.000,00	\$ 1.530.000,00			\$ 3.825.000,00
Compensación Capacitiva ET 132 KV Esquina	\$ 900.000,00	\$ 450.000,00	\$ 450.000,00			\$ 900.000,00
Ampliación ET 132 KV Esquina	\$ 3.800.000,00		\$ 1.520.000,00	\$ 2.280.000,00		\$ 3.800.000,00
Estación de Maniobras San Isidro (Dpto Goya)	\$ 4.050.000,00	\$ 810.000,00	\$ 2.227.500,00	\$ 1.012.500,00		\$ 4.050.000,00
LAT 132 KV Mercedes - San Isidro (Dpto Goya)	\$ 24.624.000,00	\$ 6.156.000,00	\$ 13.543.200,00	\$ 4.924.800,00		\$ 24.624.000,00
LAT 132 KV Mercedes - P. de los Libres	\$ 13.284.000,00		\$ 5.313.600,00	\$ 7.970.400,00		\$ 13.284.000,00
Ampliación ET 132 KV Paso de los Libres	\$ 4.250.000,00		\$ 1.700.000,00	\$ 2.550.000,00		\$ 4.250.000,00
LAT 132 KV Ituzaingo-Km 1211 (Rutas 12 y 18)	\$ 7.500.000,00		\$ 3.750.000,00	\$ 3.750.000,00		\$ 7.500.000,00
ET 132 KV Santa Rosa	\$ 4.050.000,00		\$ 1.215.000,00	\$ 2.835.000,00		\$ 4.050.000,00
LAT 132 KV Km 1211 - Santa Rosa	\$ 12.250.000,00		\$ 4.900.000,00	\$ 7.350.000,00		\$ 12.250.000,00
Sistema de Comunicaciones	\$ 3.930.000,00	\$ 540.000,00	\$ 1.130.000,00	\$ 1.130.000,00	\$ 1.130.000,00	\$ 3.930.000,00
Adecuación de EE TT al telecontrol	\$ 5.784.000,00	\$ 1.446.000,00	\$ 1.446.000,00	\$ 1.446.000,00	\$ 1.446.000,00	\$ 5.784.000,00
ET 132 KV Ituzaingo	\$ 12.350.595,71		\$ 6.175.297,86	\$ 6.175.297,86		\$ 12.350.595,71
LAT 132 KV Rincón-Ituzaingo	\$ 1.100.000,00		\$ 550.000,00	\$ 550.000,00		\$ 1.100.000,00
Ampliación ET 132 KV Curuzú Cuatía	\$ 3.200.000,00		\$ 1.600.000,00	\$ 1.600.000,00		\$ 3.200.000,00
ET 132 KV Paso de la Patria	\$ 3.950.000,00	\$ 790.000,00	\$ 2.370.000,00	\$ 790.000,00		\$ 3.950.000,00
LAT 132 KV ET Paso de la Patria 500/132 KV - ET Paso de la Patria 132 KV	\$ 2.400.000,00	\$ 480.000,00	\$ 1.440.000,00	\$ 480.000,00		\$ 2.400.000,00
Corrientes Capital Distribución en media Tensión	\$ 3.000.000,00	\$ 1.500.000,00	\$ 1.500.000,00			\$ 3.000.000,00
SUBTOTAL	\$ 147.966.595,71	\$ 25.891.000,00	\$ 72.389.697,86	\$ 47.109.887,86	\$ 2.576.000,00	\$ 147.966.595,71
Funcionamiento de la Subsecretaría de Energía	\$ 3.565.320,00	\$ 579.840,00	\$ 995.180,00	\$ 995.180,00	\$ 995.160,00	\$ 3.565.320,00
TOTAL	\$ 151.531.915,71	\$ 26.470.840,00	\$ 73.384.857,86	\$ 48.105.057,86	\$ 3.571.160,00	\$ 151.531.915,71

Proyecto a ser financiado por el Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR (FOCEM)
Subsecretaría de Energía-MOSP-Provincia de Corrientes