

**FUNDO PARA A CONVERGÊNCIA ESTRUTURAL DO MERCOSUL
PROJETO "INTERCONEXÃO ELÉTRICA DE 500 MW URUGUAI-BRASIL"**

TENDO EM VISTA: O Tratado de Assunção, o Protocolo de Ouro Preto e as Decisões N° 45/04, 18/05, 24/05, 15/09, 16/09 e 01/10 do Conselho do Mercado Comum;

CONSIDERANDO:

Que as Decisões CMC N° 45/04, 18/05 e 24/05 aprovaram a criação, integração e regulamentação do Fundo para a Convergência Estrutural do MERCOSUL (FOCEM);

Que a Decisão CMC N° 16/09 aprovou o orçamento do FOCEM para o ano 2010;

Que, conforme o estabelecido no Art. 47 da Decisão CMC N° 24/05, a Unidade Técnica FOCEM (UTF/SM), conjuntamente com o Grupo *Ad Hoc* de Especialistas do FOCEM, avaliou o Projeto "Interconexão Elétrica de 500 MW Uruguai-Brasil", apresentado pela República Oriental do Uruguai;

Que a UTF/SM emitiu um parecer técnico pelo qual se determina a viabilidade técnica e financeira e no qual são incluídas recomendações que deverão ser incorporadas ao instrumento jurídico a ser assinado oportunamente; e

Que a Comissão de Representantes Permanentes do MERCOSUL e o Grupo Mercado Comum avaliaram o parecer técnico apresentado e elevaram o mencionado projeto, considerado técnica e financeiramente viável, para sua aprovação.

**O CONSELHO DO MERCADO COMUM
DECIDE:**

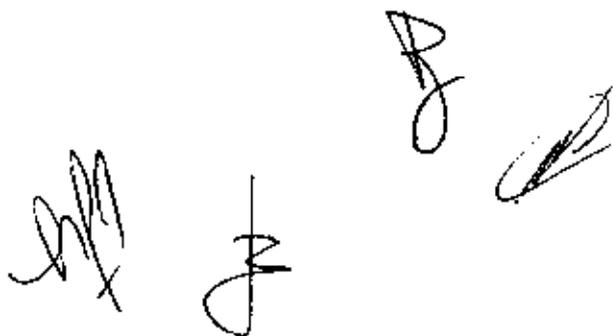
Art. 1° - Aprovar o Projeto "Interconexão Elétrica de 500 MW Uruguai-Brasil", apresentado pela República Oriental do Uruguai, por um montante total de US\$ 97.780.000,00 (noventa e sete milhões, setecentos e oitenta mil dólares estadunidenses), dos quais US\$ 83.113.000,00 (oitenta e três milhões, cento e treze mil dólares estadunidenses) são aportados pelo FOCEM e US\$ 14.667.000,00 (quatorze milhões, seiscentos e sessenta e sete mil dólares estadunidenses) são aportados pela República Oriental do Uruguai, a título de contrapartida nacional. O referido projeto consta como Anexo e faz parte da presente Decisão, exclusivamente no idioma espanhol.

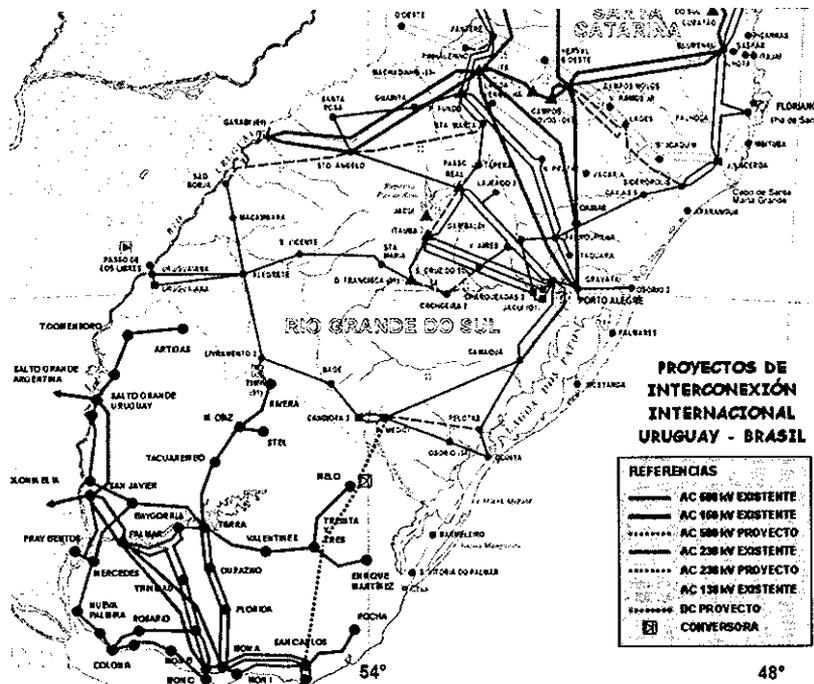
Art. 2º - Instruir o Diretor da Secretaria do MERCOSUL a elaborar, por meio da UTF/SM, o instrumento jurídico relativo à execução e ao cronograma de financiamento do projeto mencionado no Art. 1º da presente Decisão e a assiná-lo com a República Oriental do Uruguai.

No instrumento jurídico acima mencionado, serão incluídas as recomendações formuladas pela UTF/SM no seu Parecer Técnico Nº 8.

Art. 3º - Esta Decisão não necessita ser incorporada ao ordenamento jurídico dos Estados Partes por regulamentar aspectos da organização ou do funcionamento do MERCOSUL.

XXXIX CMC – San Juan, 02/VIII/2010.





INFORME DE PROYECTO ACTUALIZADO A OCTUBRE 2008

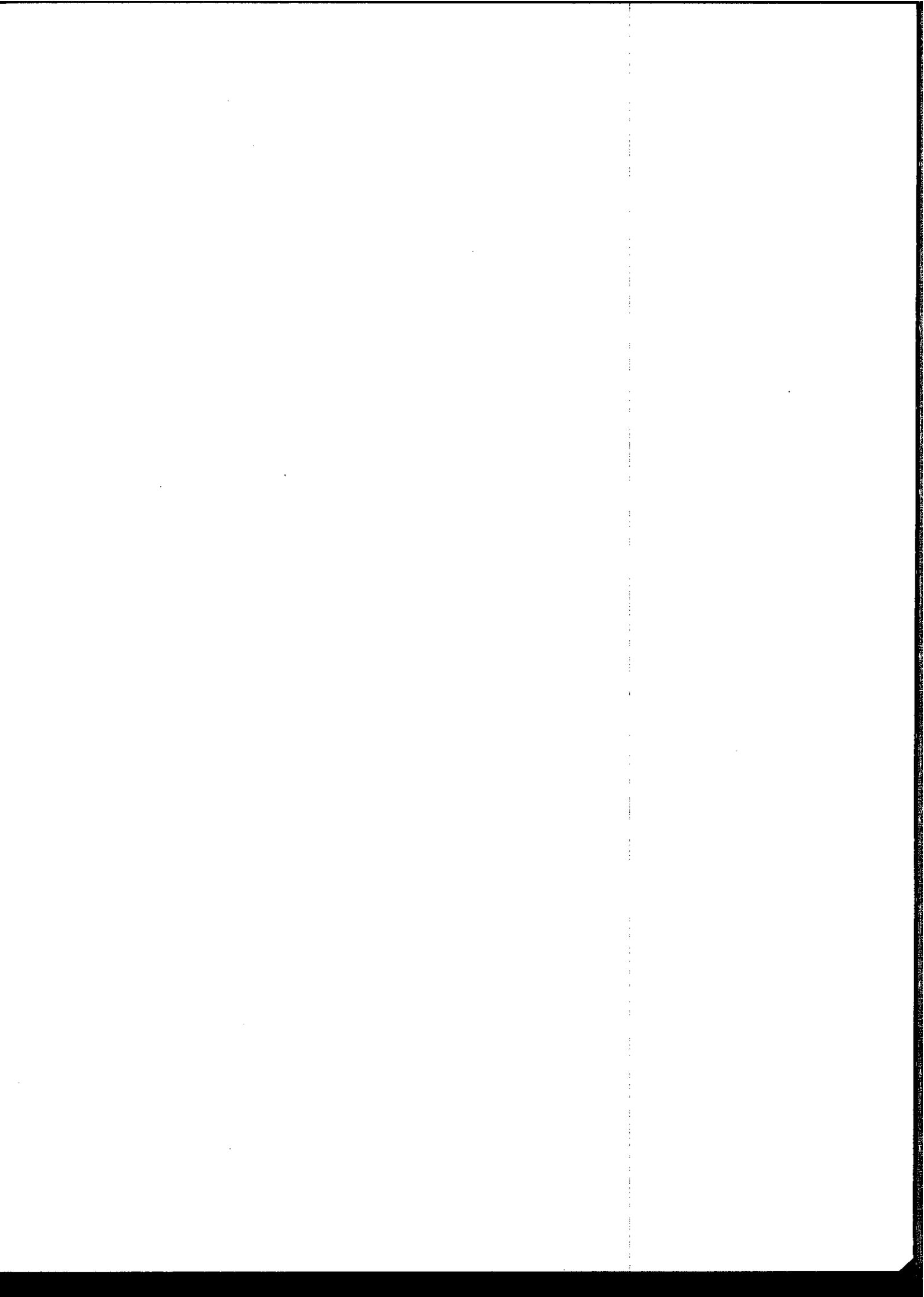
INCLUYE LAS RESPUESTAS A LA NOTA DE CONSULTA NRO. 394/08

**PROYECTO DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA DE 500 MW
URUGUAY-BRASIL**



“Proyecto a ser financiado con recursos del Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR”

Sh
F.M.
[Signature]





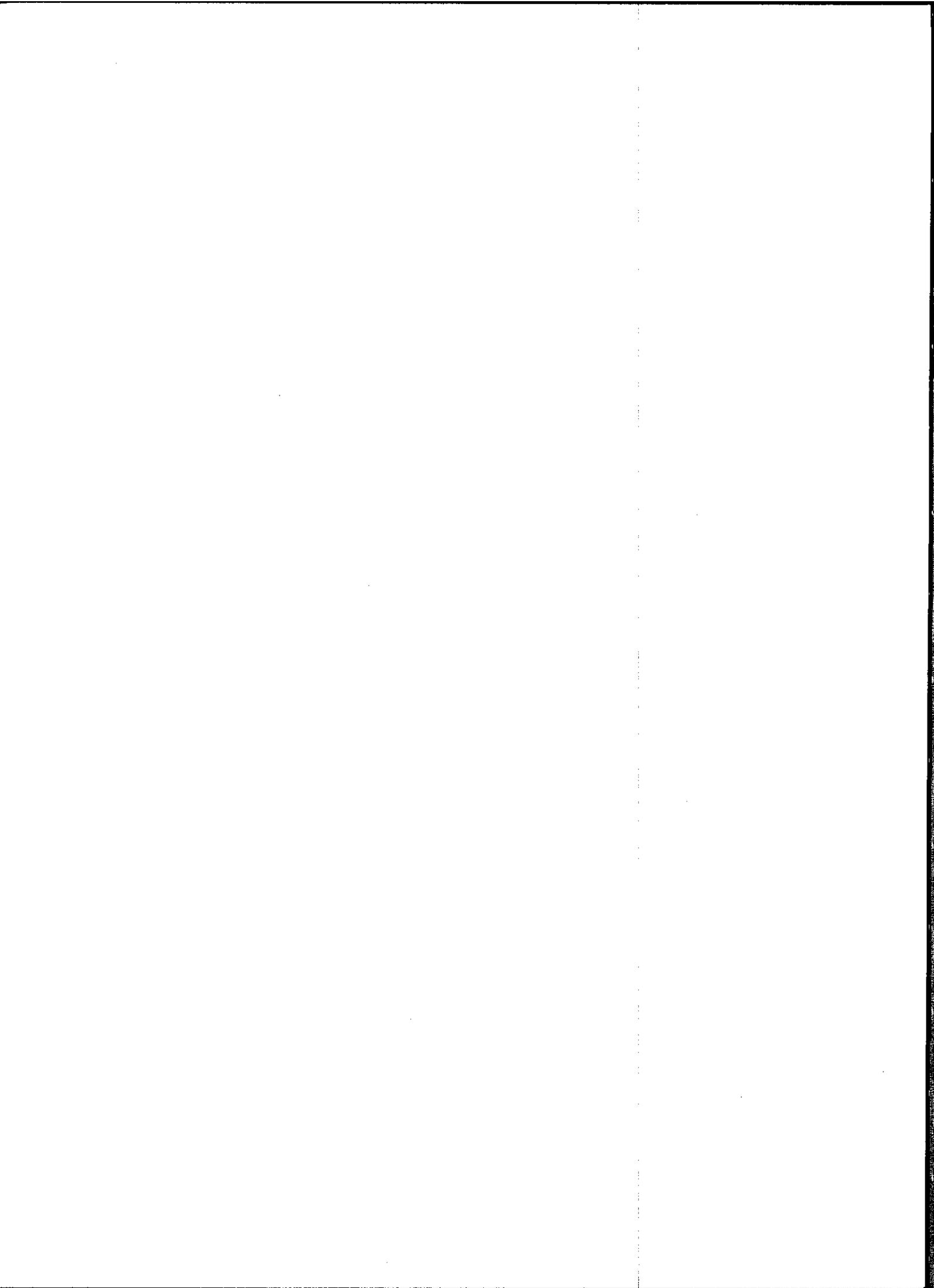
RESUMEN EJECUTIVO

PROYECTO DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA DE 500 MW URUGUAY-BRASIL



"Proyecto a ser financiado con recursos del Fondo
para la Convergencia Estructural del MERCOSUR"

Handwritten signatures and initials:
F.D.
[Signature]
[Signature]





Proyecto a ser financiado con recursos del Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR

INDICE

1	RESUMEN DEL PROYECTO	3
1.1	Descripción del proyecto y la componente a financiar por FOCEM	3
1.2	Resumen de la evaluación costo beneficio social y empresarial	5
2	CUMPLIMIENTO DE LOS REQUISITOS DE ELEGIBILIDAD DEL PROYECTO	7
3	CRONOGRAMA DE DESEMBOLSOS DE LAS OBRAS A SER FINANCIADAS POR FOCEM.....	8

Sh
F.O.
Jg
A



Proyecto a ser financiado con recursos del Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR

1 RESUMEN DEL PROYECTO

1.1 Descripción del proyecto y la componente a financiar por FOCEM

El proyecto de interconexión eléctrica de gran porte entre la República Oriental del Uruguay y la República Federativa del Brasil consta de las siguientes instalaciones:

- Ampliación de la instalación San Carlos 500 kV
- Línea San Carlos – Melo en 500 kV, en 50 Hz
- Estación de transmisión Melo 500 kV
- Convertidora de frecuencia en Melo
- Línea Melo – frontera en 525 kV, en 60 Hz
- Línea frontera – subestación terminal en Brasil en 525 kV, en 60 Hz.
- Ampliaciones de subestación terminal en Brasil en 60 Hz.

A su vez esas instalaciones pueden agruparse en:

- La línea San Carlos – Melo 500 kV y la Estación Melo 500 kV serán propiedad de UTE, están íntegramente en territorio uruguayo, constituyen de hecho una ampliación del sistema interconectado nacional existente, y operan en 50 Hz, la frecuencia de Uruguay.
- La Convertidora de frecuencia en 50/60 Hz en Melo y la línea Melo – frontera en 525 kV en 60 Hz serán propiedad de ISUR. ISUR es una sociedad anónima en el derecho privado, cuya propiedad accionaria es en un 95% de UTE y en un 5% de la Corporación Nacional para el Desarrollo (CND) de Uruguay. ISUR firmará con UTE un contrato en el que cederá a UTE la totalidad de los derechos a la capacidad de transporte de estas instalaciones, a cambio de una remuneración a convenir.
- La línea frontera – subestación terminal en Brasil, en 525 kV, y las ampliaciones de subestación terminal en Brasil, se encuentran íntegramente en territorio de Brasil. El Ministerio de Minas y Energía de Brasil ha autorizado a Eletrobras para que a través de su filial Eletrosul llegue a un acuerdo con UTE sobre la alternativa más conveniente para las dos empresas, que permita a UTE disponer en forma exclusiva de los derechos a la capacidad de transporte de dichas instalaciones. Esto puede implicar que la propiedad de las instalaciones sea de Eletrosul o bien de UTE.



Proyecto a ser financiado con recursos del Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR

1 RESUMEN DEL PROYECTO

1.1 Descripción del proyecto y la componente a financiar por FOCEM

El proyecto de interconexión eléctrica de gran porte entre la República Oriental del Uruguay y la República Federativa del Brasil consta de las siguientes instalaciones:

- Ampliación de la instalación San Carlos 500 kV
- Línea San Carlos – Melo en 500 kV, en 50 Hz
- Estación de transmisión Melo 500 kV
- Convertidora de frecuencia en Melo
- Línea Melo – frontera en 525 kV, en 60 Hz
- Línea frontera – subestación terminal en Brasil en 525 kV, en 60 Hz.
- Ampliaciones de subestación terminal en Brasil en 60 Hz.

A su vez esas instalaciones pueden agruparse en:

- La línea San Carlos – Melo 500 kV y la Estación Melo 500 kV serán propiedad de UTE, están íntegramente en territorio uruguayo, constituyen de hecho una ampliación del sistema interconectado nacional existente, y operan en 50 Hz, la frecuencia de Uruguay.
- La Convertidora de frecuencia en 50/60 Hz en Melo y la línea Melo – frontera en 525 kV en 60 Hz serán propiedad de ISUR. ISUR es una sociedad anónima en el derecho privado, cuya propiedad accionaria es en un 95% de UTE y en un 5% de la Corporación Nacional para el Desarrollo (CND) de Uruguay. ISUR firmará con UTE un contrato en el que cederá a UTE la totalidad de los derechos a la capacidad de transporte de estas instalaciones, a cambio de una remuneración a convenir.
- La línea frontera – subestación terminal en Brasil, en 525 kV, y las ampliaciones de subestación terminal en Brasil, se encuentran íntegramente en territorio de Brasil. El Ministerio de Minas y Energía de Brasil ha autorizado a Eletrobras para que a través de su filial Eletrosul llegue a un acuerdo con UTE sobre la alternativa más conveniente para las dos empresas, que permita a UTE disponer en forma exclusiva de los derechos a la capacidad de transporte de dichas instalaciones. Esto puede implicar que la propiedad de las instalaciones sea de Eletrosul o bien de UTE.

Handwritten signatures and initials in the bottom left corner.



Proyecto a ser financiado con recursos del Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR

El resumen de las inversiones del proyecto en millones de dólares, se presenta a continuación.

Instalaciones de propiedad de UTE en Uruguay	
Ampliación estación San Carlos 500 kV y estación Melo 500 kV	19.14
Línea San Carlos – Melo 500 kV en 50 Hz	90.00
Subtotal	109.14
Instalaciones de propiedad de ISUR en Uruguay	
Convertora 50/60 Hz (incluye equipos maniobra, etc.)	140.86
Línea Melo – frontera en 525 kV, 60 Hz	16.56
Subtotal	157.42
Instalaciones en Brasil	
Línea frontera – subestación en Brasil en 525 kV, 60 Hz	34.39
Ampliaciones subestación en Brasil	30.71
Subtotal	65.10
Gastos de auditoría	0.10
TOTAL DEL PROYECTO	331.76

En la presupuestación anterior se ha considerado que las instalaciones en Uruguay estarán exoneradas de impuestos indirectos y aranceles a la importación, tal cual resulta del decreto de exoneración dictado por el Poder Ejecutivo.

De este total las obras presentadas para su financiamiento por FOCEM son las siguientes:

- **Línea San Carlos - Melo en 500 kV y 50 Hz, cuya inversión total se estima en 90 MUSS, de los cuales 82.5 MUSS son gastos elegibles por FOCEM y los restantes 7.5 MUSS son la estimación de las indemnizaciones a los propietarios de terrenos por los daños y perjuicios que se ocasionarían por el tendido de la línea, y por lo tanto gastos no elegibles.**

Esta línea será licitada por UTE una vez que se apruebe el financiamiento de FOCEM y será propiedad de UTE.

- **Línea Melo – frontera en 525 kV en 60 Hz, cuya inversión total se estima en 16.56 MUSS, de los cuales 15.18 MUSS son gastos elegibles por FOCEM y los restantes 1.38 MUSS son la estimación de las indemnizaciones a los propietarios de terrenos por los daños y perjuicios que se ocasionarían por el tendido de la línea, y por lo tanto gastos no elegibles.**

Esta línea será licitada por UTE una vez que se apruebe el financiamiento de FOCEM y será transferida a ISUR.



Proyecto a ser financiado con recursos del Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR

El total del proyecto a ser financiado por FOCEM puede estimarse entonces en 97.78 MUS\$ de gastos elegibles, resultante de la suma de los gastos elegibles de los dos ítems anteriores.

De dichos gastos elegibles, se solicita a FOCEM el financiamiento del 85%, cuyo valor se estima en 83.11 MUS\$.

La totalidad de las instalaciones que serán construidas con el aporte de fondos de FOCEM, serán compradas por UTE, que será la única unidad ejecutora responsable ante FOCEM.

1.2 Resumen de la evaluación costo beneficio social y empresarial

Se evaluó como un todo el conjunto de instalaciones del proyecto de interconexión, ya que no tendría sentido considerar separadamente las instalaciones a financiar por el FOCEM, que por sí solas no permiten la interconexión entre los dos países.

Se realizaron simulaciones del sistema de generación de Uruguay en dos 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 dos escenarios incluyen el empleo de gas natural licuado y difieren en la potencia instalada en ciclos combinados. Las inversiones en generación son semejantes a las previstas en el plan de inversiones de UTE.

Se realizaron evaluaciones desde dos puntos de vista:

- Una evaluación costo beneficio desde la óptica país, de Uruguay
- Una evaluación empresarial, desde la óptica del conjunto de las empresas de propiedad pública que ejecutan el proyecto, UTE e ISUR.

Respecto a las transacciones por la interconexión se adoptó un criterio conservador para la magnitud de las mismas:

- Se consideran solamente importaciones spot (o de oportunidad) realizadas por Uruguay desde Brasil, sin tomar en cuenta la posibilidad de realización de contratos de importación desde Brasil y la exportación a Brasil. Para las importaciones desde Brasil, se tomaron precios que reflejan los costos marginales de Brasil, más un margen. Se estima que los márgenes tomados reflejan aproximadamente el régimen de comercio spot vigente, que según el Memorandum de Entendimiento firmado por los ministros de energía de ambos países en julio de 2006 se prolongaría por 25 años.
- No se computa ningún beneficio para el proyecto por el eventual comercio entre Argentina y Brasil a través de la interconexión.

Los resultados obtenidos son los siguientes:



Proyecto a ser financiado con recursos del Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR

- **Desde la óptica costo beneficio para el país:** en ambos escenarios de generación las tasas de retorno son del 20% y 17% reales (es decir en dólares constantes). La tasa de retorno es menor en el escenario en el que el parque de generación local tiene mayor potencia en ciclos combinados, como era esperable.
- **Desde la óptica empresarial (consolidando los resultados de UTE e ISUR):** en ambos escenarios de generación las tasas de retorno son del 15% y 12% reales (es decir en dólares constantes).

Dado que las tasas anteriores son reales, es decir se calculan a partir de flujos en dólares de poder de compra constante; las tasas de retorno correspondientes sobre los flujos en dólares corrientes, son mayores que las anteriores aproximadamente en la tasa de pérdida de valor del dólar.



Proyecto a ser financiado con recursos del Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR

2 CUMPLIMIENTO DE LOS REQUISITOS DE ELEGIBILIDAD DEL PROYECTO

El Proyecto de Interconexión eléctrica de 500 MW Uruguay-Brasil, 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 7%.

Sh
F.D.
Jy AS

Proyecto a ser financiado con recursos del Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR

4 CRONOGRAMA DE DESEMBOLSOS DE LAS OBRAS A SER FINANCIADAS POR FOCEM

CRONOGRAMA DE DESEMBOLSOS DE LAS COMPONENTES DEL PROYECTO PARA LAS QUE SE SOLICITA EL FINANCIAMIENTO

A) PRESUPUESTO TOTAL DE LAS OBRAS A SER FINANCIADAS POR FOCEM

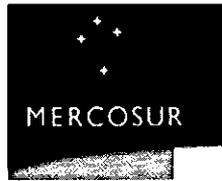
	2008	2009	2010	2011 Y SIG.	TOTAL
Linea San Carlos - Melo	9,800	57,600	7,600		75,000
10 % Imprevistos	980	5,760	760		7,500
10 % Indemnizaciones				7,500	7,500
Total Linea San Carlos - Melo	10,780	63,360	8,360	7,500	90,000
Linea Melo - Frontera	1,800	10,600	1,400		13,800
10 % Imprevistos	180	1,060	140		1,380
10 % Indemnizaciones				1,380	1,380
Total Linea Melo-Frontera	1,980	11,660	1,540	1,380	16,560
Gastos de Auditoría sobre el Proyecto	33	33	34		100
TOTAL GENERAL	12,793	75,053	9,934	8,880	106,660

10 % Imprevistos - Monto que constituye una previsión por eventuales modificaciones menores que sean necesarias para llevar adelante la obra.

10 % Indemnizaciones - Corresponde al concepto de indemnizaciones por los daños y perjuicios ocasionados por el tendido de la línea de conducción de energía eléctrica. Como se indemnizan daños directos inmediatos y necesarios, la evaluación se realiza una vez que la obra concluye por lo que el monto de US\$ 8,88 millones se estima desembolsar a partir del año 2011.

B) TOTAL DE GASTOS ELEGIBLES DE LAS OBRAS A SER FINANCIADAS POR FOCEM

	EJERCICIO 2008			EJERCICIO 2009			EJERCICIO 2010			TOTAL 2008-2010		
	FOCEM	UTE	TOTAL	FOCEM	UTE	TOTAL	FOCEM	UTE	TOTAL	FOCEM	UTE	TOTAL
Linea San Carlos - Melo	8,330	1,470	9,800	48,960	8,640	57,600	6,460	1,140	7,600	63,750	11,250	75,000
10 % Imprevistos	833	147	980	4,896	864	5,760	646	114	760	6,375	1,125	7,500
10 % Indemnizaciones	9,163	1,617	10,780	53,856	9,504	63,360	7,106	1,254	8,360	70,125	12,375	82,500
Total Linea San Carlos - Melo	15,326	2,700	18,026	107,672	19,008	126,680	21,212	3,608	24,820	134,050	24,750	158,800
Linea Melo - Frontera	1,530	270	1,800	9,010	1,590	10,600	1,190	210	1,400	11,730	2,070	13,800
10 % Imprevistos	153	27	180	901	159	1,060	119	21	140	1,173	207	1,380
10 % Indemnizaciones	1,663	297	1,960	9,911	1,749	11,660	1,309	231	1,540	12,903	2,277	15,180
Gastos Auditoría del Proyecto	28	5	33	28	5	33	29	5	34	85	15	100
TOTAL GENERAL	10,874	1,919	12,793	63,795	11,258	75,053	8,444	1,499	9,943	83,113	14,667	97,780



DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA DE 500 MW URUGUAY-BRASIL



"Proyecto a ser financiado con recursos del Fondo
para la Convergencia Estructural del MERCOSUR"

Sh
F.M.
[Signature]

INDICE

1	Introducción.....	3
2	Antecedentes y marco institucional de la interconexión con Brasil.....	5
3	Importancia estratégica de la interconexión para Uruguay y para la región	7
4	Descripción del proyecto de interconexión eléctrica.....	9
4.1	Descripción física del proyecto	9
4.2	Relaciones contractuales en el proyecto.....	10
5	Características de ISUR.....	12
6	Financiamiento del proyecto de interconexión.....	12
7	Grado de avance en la ejecución del proyecto de interconexión.....	13
8	ANEXO I – Decreto de exoneración impositiva.....	14
9	ANEXO II – Texto del Memorandum de Entendimiento firmado el 5 de Julio de 2006 entre los Ministros de Industria, Energía y Minería de Uruguay y de Minas e Energía de Brasil	17

1 Introducción

El objeto del presente documento es describir de manera general el proyecto de interconexión eléctrica de gran porte entre la República Oriental del Uruguay y la República Federativa del Brasil.

Las instalaciones del proyecto de interconexión son:

- Ampliación de la instalación San Carlos 500 kV
- Línea San Carlos – Melo en 500 kV, en 50 Hz
- Estación de transmisión Melo 500 kV
- Convertidora de frecuencia en Melo
- Línea Melo – frontera en 525 kV, en 60 Hz
- Línea frontera – subestación terminal en Brasil en 525 kV, en 60 Hz.
- Ampliaciones de subestación terminal en Brasil en 60 Hz.

A su vez esas instalaciones pueden agruparse en:

- La línea San Carlos – Melo 500 kV y la Estación Melo 500 kV serán propiedad de UTE, están íntegramente en territorio uruguayo, constituyen de hecho una ampliación del sistema interconectado nacional existente, y operan en 50 Hz, la frecuencia de Uruguay.
- La Convertidora de frecuencia en 50/60 Hz en Melo y la línea Melo – frontera en 525 kV en 60 Hz serán propiedad de ISUR. ISUR es una sociedad anónima, cuya propiedad accionaria es en un 100% de entidades públicas, ya que el 95% es de UTE y el 5% restante de la Corporación Nacional para el Desarrollo (CND) de Uruguay. ISUR firmará con UTE un contrato en el que cederá a UTE la totalidad de los derechos a la capacidad de transporte de estas instalaciones, a cambio de una remuneración a convenir.
- La línea frontera – subestación terminal en Brasil, en 525 kV, y las ampliaciones de subestación terminal en Brasil, se encuentran íntegramente en territorio de Brasil. El Ministerio de Minas y Energía de Brasil ha autorizado a Eletrobras para que a través de su filial Eletrosul llegue a un acuerdo con UTE sobre la alternativa más conveniente para las dos empresas, que permita a UTE disponer en forma exclusiva de los derechos a la capacidad de transporte de dichas instalaciones. Esto puede implicar que la propiedad de las instalaciones sea de Eletrosul o bien de UTE.

El resumen de las inversiones del proyecto en millones de dólares, se presenta a continuación.


F.M.


Instalaciones de propiedad de UTE en Uruguay	
Ampliación estación San Carlos 500 kV y estación Melo 500 kV	19.14
Línea San Carlos – Melo 500 kV en 50 Hz	90.00
Subtotal	109.14
Instalaciones de propiedad de ISUR en Uruguay	
Convertora 50/60 Hz (incluye equipos maniobra, etc.)	140.86
Línea Melo – frontera en 525 kV, 60 Hz	16.56
Subtotal	157.42
Instalaciones en Brasil	
Línea frontera – subestación en Brasil en 525 kV, 60 Hz	34.39
Ampliaciones subestación en Brasil	30.71
Subtotal	65.10
Gastos de auditoría	0.10
TOTAL DEL PROYECTO	331.76

En la presupuestación anterior se ha considerado que las instalaciones en Uruguay estarán exoneradas de impuestos indirectos y aranceles a la importación, tal cual resulta del decreto de exoneración dictado por el Poder Ejecutivo.

De este total las obras presentadas para su financiamiento por FOCEM son las siguientes:

- **Línea San Carlos - Melo en 500 kV y 50 Hz, cuya inversión total se estima en 90 MUS\$, de los cuales 82.5 MUS\$ son gastos elegibles por FOCEM y los restantes 7.5 MUS\$ son la estimación de las indemnizaciones a los propietarios de terrenos por los daños y perjuicios que se ocasionarían por el tendido de la línea, y por lo tanto gastos no elegibles.**

Esta línea será licitada por UTE una vez que se apruebe el financiamiento de FOCEM y será propiedad de UTE.

- **Línea Melo – frontera en 525 kV en 60 Hz, cuya inversión total se estima en 16.56 MUS\$, de los cuales 15.18 MUS\$ son gastos elegibles por FOCEM y los restantes 1.38 MUS\$ son la estimación de las indemnizaciones a los propietarios de terrenos por los daños y perjuicios que se ocasionarían por el tendido de la línea, y por lo tanto gastos no elegibles.**

Esta línea será licitada por UTE una vez que se apruebe el financiamiento de FOCEM y será transferida a ISUR.

El total del proyecto a ser financiado por FOCEM puede estimarse entonces en 97.78 MUS\$ de gastos elegibles, resultante de la suma de los gastos elegibles de los dos ítems anteriores.

De dichos gastos elegibles, se solicita a FOCEM el financiamiento del 85%, cuyo valor se estima en 83.11 MUS\$.

2 Antecedentes y marco institucional de la interconexión con Brasil

A partir de mayo de 1993, los gobiernos de Uruguay y Brasil acordaron impulsar los procesos de integración y cooperación binacional, especialmente a través del desarrollo de nuevas interconexiones eléctricas para un mejor aprovechamiento de los recursos energéticos de ambos países.

En septiembre de 1994 se firmó el protocolo al Tratado de Amistad, Cooperación y Comercio entre la República Oriental del Uruguay y la República Federativa del Brasil, para la interconexión eléctrica. En ese marco se acordó estudiar la factibilidad de una interconexión eléctrica en Extra Alta Tensión, y se constituyó un grupo de trabajo con técnicos de ELETROBRÁS (Brasil) y UTE (Uruguay), con el apoyo de una consultoría de Enel-Cesi a través del BID. Los resultados obtenidos indicaron como técnica y económicamente viable una interconexión del orden de al menos 300 MW.

En mayo de 1997 se firmó un Memorandum de Entendimiento entre los gobiernos de Uruguay y Brasil sobre la interconexión eléctrica. En paralelo al proyecto de Extra Alta Tensión fueron exploradas otras alternativas posibles de interconexión, de menor porte y realizables en plazos menores, concretándose así el proyecto de Rivera-Livramento, con convertidora de 70 MW, entre las redes de 150 kV de Uruguay y 230 kV del sur de Brasil. Esta interconexión se encuentra en operación comercial desde 2001.

La interconexión Rivera-Livramento ha tenido los siguientes flujos de energía desde su entrada en servicio:

AÑO	Energía de Brasil a Uruguay (GWh)	Factor de utilización de Brasil a Uruguay	Energía de Uruguay a Brasil (GWh)	Factor de utilización de Brasil a Uruguay	Factor de utilización total
2002	0.2	0.03%	0.075	0.01%	0.04%
2003	0.3	0.05%	0.219	0.03%	0.08%
2004	308.6	48.93%	0.1076	0.02%	48.94%
2005	290.9	46.12%	9.9885	1.58%	47.71%
2006	301.5	47.80%	9.6317	1.53%	49.33%
2007 (hasta octubre incl.)	215.0	40.91%	29.3026	5.58%	46.49%

Se observa que a partir de 2004, esa interconexión ha tenido factores de utilización del orden del 50%, lo que puede considerarse un uso muy intenso y un indicador del gran interés económico del comercio entre ambos países.

Desde 2005 hasta el presente, esta interconexión ha contribuido de manera importante a la seguridad de abastecimiento de Uruguay, en especial en una situación en la que el país experimentó una sequía muy prolongada, la más severa en 60 años, que finalizó a comienzos de 2007.

Handwritten signatures and initials:
F.D.
[Other illegible signatures]

A partir de 2004, atendiendo directivas de las autoridades energéticas de ambos países, se constituyó un grupo de trabajo binacional con el objeto de analizar diversas alternativas de interconexión eléctrica con potencias del orden de 500 MW entre ambos sistemas.

El 16 de marzo de 2006 se celebró el Acuerdo Marco de Interconexión Energética entre la República Oriental del Uruguay y la República Federativa de Brasil y el 5 de julio de 2006 se firmó un Memorandum de Entendimiento entre los Ministros del área energética de ambos países, donde se definen las bases del actual proyecto de interconexión, así como del comercio de excedentes energéticos interrumpibles entre los dos países.

Este Memorandum avanza en pasos concretos para el proyecto de interconexión, sobre la base del Acuerdo Marco sobre Complementación Energética Regional entre los Estados Miembros del MERCOSUR, del 9 de diciembre de 2005, y el Acuerdo Marco de Interconexión Energética de marzo de 2006

En el Memorandum se establece:

- El compromiso de fortalecer la integración energética de ambos países mediante la construcción de una interconexión de gran porte, entre San Carlos en Uruguay y la región de Candiota en Brasil,
- Respecto a las modalidades de comercio, se acuerda que por 25 años:
 - La interconexión podrá ser utilizada para ampliación de los intercambios spot temporales e interrumpibles, siendo la energía exportada por Brasil proveniente de fuentes termoeléctricas no despachadas, y de fuentes hidráulicas cuando exista energía turbinable de vertimiento. En forma simétrica se prevé la exportación de excedentes desde Uruguay a Brasil.
 - El suministro firme estará condicionado a la existencia de contratos firmes, de acuerdo con la normativa de cada país.
 - Para los precios de la energía exportada por Brasil se mantiene las actuales condiciones vigentes en el comercio por la interconexión de Rivera-Livramento.
 - El transporte de la energía intercambiada pagará los costos de transmisión regulados vigentes en cada país.

El texto del Memorandum se adjunta en el Anexo II de este documento.

3 Importancia estratégica de la interconexión para Uruguay y para la región

Uruguay está interconectado eléctricamente con Argentina, mediante dos líneas de 500 kV cuya entrada en servicio tuvo lugar en 1980, que son propiedad de la Comisión Técnico Mixta de Salto Grande, entidad binacional que administra la central binacional del mismo nombre. Esta interconexión permitiría el pasaje de 2000 MW entre ambos países, potencia superior a la demanda máxima de Uruguay, que es del orden de 1500 MW. Por el contrario, la interconexión eléctrica con Brasil es de solamente 72 MW.

Los sistemas de generación eléctrica de Uruguay y Brasil son ambos hidrotérmicos. Una característica inherente a estos sistemas es la existencia de excedentes energéticos en la buena parte de los escenarios hidrológicos, dado que la capacidad de generación se dimensiona para lograr el abastecimiento aún en las situaciones de mayor sequía. En los años hidráulicamente favorables o medios, los sistemas hidrotérmicos tienen excedentes que pueden ser exportados. Estos excedentes pueden resultar de capacidad de generación térmica que no está siendo empleada e incluso, en los años más favorables, de excedentes hidráulicos de vertimiento. Es claro que en los escenarios hidrológicos más críticos, para los cuales se diseña un sistema de generación, éste no presenta excedentes. Tanto en Brasil como en Uruguay, estas situaciones críticas pueden tener gran intensidad, aunque son de baja probabilidad y además no necesariamente suceden simultáneamente en ambos países.

Todo lo anterior justifica el interés a priori de la interconexión de los países, para permitir el comercio de esos excedentes, sin perjuicio del interés de realizar contratos firmes.

La construcción de una interconexión de gran porte con Brasil, interconectando las redes de 500 kV de ambos países, es un proyecto de importancia estratégica para Uruguay. Dado que la expansión futura del parque generador de Brasil prevé una significativa componente hidroeléctrica, el carácter de fuerte predominancia hidroeléctrica en ese país continuará en gran medida en el futuro. A diferencia de Brasil, en Uruguay el potencial hidroeléctrico ya está casi completamente explotado, lo que implica que la expansión del parque generador se realizará principalmente en base a centrales térmicas. De esta forma el costo a futuro de la energía eléctrica en Uruguay será cada vez más dependiente del costo de los combustibles importados.

El interés para Uruguay de una interconexión de gran porte con Brasil radica en:

- Diversificar el comercio internacional de energía eléctrica, tanto en energía interrumpible como en contratos firmes, hoy vinculado principalmente con Argentina.
- Habilitar más mercados para la exportación de eventuales excedentes de las centrales del mercado uruguayo, en situaciones de alta generación hidráulica local.
- Permitir el acceso a energía secundaria de Brasil durante sus períodos de abundancia, tanto de excedentes hidroeléctricos como de generación térmica correspondiente a centrales no utilizadas.


F.M.



- Participar activamente en una eventual nueva etapa de interconexiones y comercio internacional de energía eléctrica a nivel regional y multilateral.

Respecto a la posibilidad de importación de energía desde Brasil, la misma podría realizarse tanto en la modalidad spot (es decir intercambios interrumpibles de oportunidad) como mediante contratos firmes con suministro asegurado. La modalidad spot permite aprovechar los excedentes de vertimiento y los excedentes de capacidad térmica disponibles en Brasil. La modalidad contratos, permite obtener una mayor seguridad de abastecimiento, ya que una cierta cantidad de potencia en centrales instaladas en Brasil estaría destinada con prioridad al abastecimiento de Uruguay. UTE está realizando gestiones en este momento con generadores de Brasil, con el fin de obtener ofertas firmes de contratos.

Por otra parte, la importancia regional de este proyecto consiste en que permite también un vínculo indirecto entre las redes de 60 Hz de Brasil y las de 50 Hz de Argentina. A nivel regional las interconexiones eléctricas podrían ser capaces de jugar un papel muy relevante en el comercio multilateral, además del comercio bilateral. Esto se ha evidenciado últimamente en los usos por terceros de las interconexiones ya existentes entre dos países (empleo de la interconexión Argentina-Brasil en Garabí para suministrar a Uruguay y en menor escala de la interconexión Brasil-Uruguay en Rivera-Livramento para suministrar a Argentina).

Por esto cabe esperar que a nivel regional este proyecto contribuirá:

- En primera instancia a que los países del MERCOSUR compartan recursos energéticos ante situaciones críticas, habilitando el uso de recursos disponibles en un país del MERCOSUR frente dificultades en otro.
- En un horizonte más largo y planificado, a que tenga lugar una optimización de los recursos energéticos en la región, a través de una mayor fluidez del comercio internacional de energía eléctrica, tanto de excedentes o de energía secundaria, como de contratos firmes de largo plazo.

4 Descripción del proyecto de interconexión eléctrica

4.1 Descripción física del proyecto

El proyecto consiste en una interconexión de gran porte, de 500 MW de capacidad, entre los sistemas eléctricos de Uruguay (50 Hz) y del sur de Brasil (60 Hz).

La interconexión se plantea entre la estación San Carlos 500 kV, 50 Hz (Uruguay) y la región de Candiota en el sur de Brasil, donde actualmente está la estación Pdte. Médici 230 kV, 60 Hz, pero donde a futuro se prevé la llegada de una línea de transmisión de 525 kV, desde la región de Porto Alegre, para lo cual Brasil construirá una nueva estación de transmisión de 525 kV que sería finalmente la cabecera de la interconexión.

El proyecto implica la construcción de líneas de transmisión y de una estación de conversión de frecuencia.

Las instalaciones del proyecto son:

- Ampliación de la estación San Carlos 500 kV
- Línea San Carlos – Melo en 500 kV, en 50 Hz
- Estación de transmisión Melo 500 kV
- Convertidora de frecuencia en Melo
- Línea Melo – frontera en 525 kV, en 60 Hz
- Línea frontera – subestación terminal en Brasil en 525 kV, en 60 Hz.
- Ampliaciones de la subestación terminal en Brasil en 60 Hz.

La conexión entre San Carlos 500 kV y la convertidora de frecuencia se realizará con una línea de 500 kV, 50 Hz, de aproximadamente 300 km de longitud, siguiendo un corredor ya definido y cuyo trazado actualmente se está determinando.

La estación convertidora de frecuencia será del tipo back-to-back, con capacidad de 500 MW (y posibilidad de duplicación a futuro) a ser instalada en territorio uruguayo, en un sitio ya seleccionado, ubicado próximo a la ciudad de Melo.

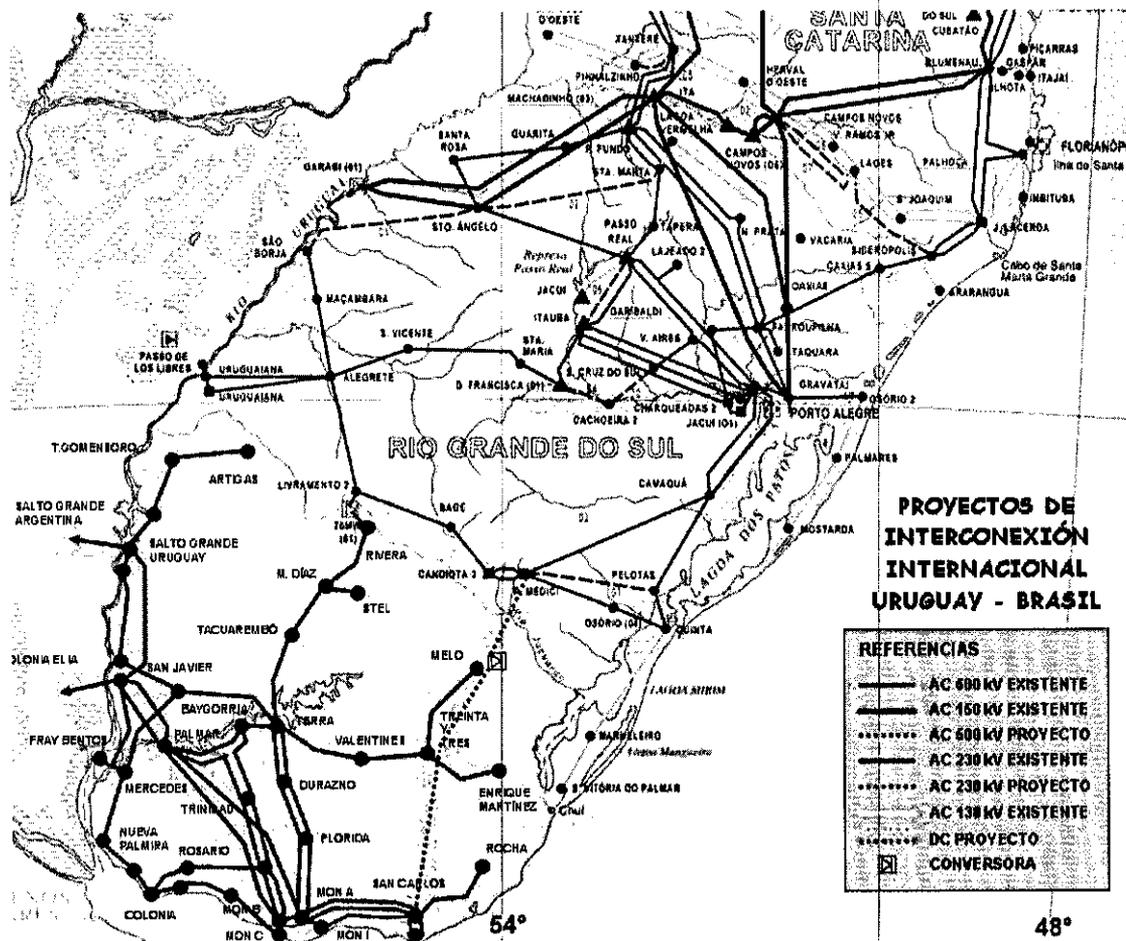
La conexión entre la convertidora y la subestación terminal en Brasil se realizará con una línea en 60 Hz, con una longitud de aproximadamente 100 km, de los cuales cerca de 60 km en Uruguay. Se trata de una línea en 525 kV ya que a futuro el sistema eléctrico brasileño prevé disponer de una estación de 525 kV en Pdte. Médici o en las cercanías. Como en la actualidad el sistema eléctrico de Brasil llega a Pdte. Médici en 230 kV, el proyecto de interconexión que se construirá requiere que en la ampliación de la subestación de conexión en Brasil se incluya un transformador 525/230 kV.



Handwritten signatures and initials, including 'F.D.' and other illegible marks.

Los plazos estimados de construcción para la convertidora, una vez firmados los contratos, son del orden de dos años y medio. Sumados a los plazos de licitación y adjudicación, se estima su entrada en servicio en el cuarto trimestre de 2010.

El mapa siguiente muestra la línea y convertidora a construirse y su inserción en las redes eléctricas de Uruguay y Brasil.



4.2 Relaciones contractuales en el proyecto

ISUR prestará servicios de transporte de electricidad a UTE, en el marco de un contrato de transporte.

- El contrato de transporte de electricidad permitirá a ISUR cubrir todos los costos de inversión, operación y mantenimiento derivados de las instalaciones que mantendrá en su propiedad y que se empleen en la interconexión eléctrica, más un retorno para el capital, consistente con el nivel de riesgo y las características del negocio.
- El contrato de transporte de electricidad permitirá a UTE disponer de la totalidad de los derechos a la capacidad de transmisión de ISUR en forma exclusiva.

ISUR adquirirá a uno o más contratistas, mediante procedimientos competitivos, la Convertidora y recibirá de UTE la línea Melo – subestación terminal en Brasil, en tanto que contrataría los servicios de operación y mantenimiento de sus instalaciones con UTE.

Para las instalaciones en Brasil, UTE dispondrá también de los derechos exclusivos a la capacidad de transporte, a través de un contrato con Eletrosul. Como se indicó, UTE y Eletrosul están analizando la alternativa más conveniente para las dos empresas, que permita a UTE disponer de dichos derechos. Esta alternativa puede implicar que la propiedad de las instalaciones sea de Eletrosul o bien de UTE. Eletrosul operará y mantendrá las instalaciones.

SE
F.D.

MA

5 Características de ISUR

ISUR es una sociedad anónima constituida bajo las leyes de la República Oriental del Uruguay, cuya propiedad accionaria es en un 95% de UTE y en un 5% de la Corporación Nacional para el Desarrollo (CND) de Uruguay.

La Corporación Nacional para el Desarrollo (CND), socia de UTE en ISUR es una persona jurídica de derecho público no estatal, creada por Ley No.15.785 del 4 de diciembre de 1985. La propiedad de su capital en la actualidad es 100% estatal. La CND tiene entre sus cometidos legales colaborar en la ejecución de las políticas económicas sectoriales (en este caso la política energética) mediante la promoción de la inversión de capitales en sectores empresariales prioritarios y favorecer la creación de empresas, incluso participando, total o parcialmente, en su capital.

El estatuto social de ISUR refleja que el objeto principal de la misma es la construcción y gestión de la estación convertidora de frecuencia 50/60 HZ a ser instalada en las cercanías de la ciudad de Melo, y de la línea aérea que unirá dicha estación con Brasil. Dado que ISUR opera en el ámbito del derecho privado, si bien su capital es 100% público, contaría con la facilidad de una gestión más ágil para los procedimientos de contratación de la convertidora de frecuencia, que se estima se encuentra en el camino crítico del proyecto.

Hasta el presente, los socios han integrado a ISUR un capital de 250 millones de pesos uruguayos, lo que equivale aproximadamente a 11.5 MUS\$.

6 Financiamiento del proyecto de interconexión

En este proyecto, que abarca un período de construcción y puesta en operación comercial cercano a los dos años y medio, y una vida útil del orden de treinta años, se ha proyectado una estructura financiera para poder disponer de las distintas fuentes de financiamiento en forma oportuna.

Se prevé que un 40% del financiamiento total del proyecto sea con aportes de capital propio y un 60% con financiamiento externo.

Para el caso del financiamiento externo la estructura diseñada prevé obtener fondos de distintas fuentes de financiamiento, además del FOCEM: el Mercado de Valores de Uruguay, Organismos Multilaterales de Crédito, y alternativas de estructuración de financiamiento donde participen Agencias de Fomento para la Exportación y Desarrollo, con Instituciones Financieras.

La previsión de financiamiento que tiene UTE respecto al proyecto es optimista teniendo en cuenta los permanentes contactos que se mantienen con diferentes actores del mercado financiero, quienes han manifestado reiteradamente a UTE su interés en participar en este tipo de proyectos. Asimismo, los llamados para estructuración de financiamientos de anteriores proyectos han tenido una muy buena respuesta reflejando la buena imagen que tiene UTE en el mercado financiero. Otro elemento que favorece la toma de créditos a largo plazo es el bajo apalancamiento actual de la empresa.

7 Grado de avance en la ejecución del proyecto de interconexión

Hasta el presente se han desarrollado las siguientes actividades en la ejecución del proyecto de interconexión:

- Se ha constituido la sociedad ISUR S.A. y se ha integrado su capital inicial.
- Se han realizado los estudios ambientales para la definición del trazado de la línea en territorio uruguayo y para la construcción de la convertidora de frecuencia, y se ha realizado la adjudicación y firma del contrato en la licitación para elegir la firma que realizará el estudio de impacto ambiental previo, necesario para obtener la autorización de la Dirección Nacional de Medio Ambiente del Ministerio de Vivienda, Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente.
- Se ha realizado el llamado a licitación para la adquisición llave en mano de la convertidora de frecuencia, ampliación de la estación San Carlos y estación Melo en 500 kV, habiéndose realizado la apertura y llegado a un acuerdo con uno de los proveedores en septiembre de 2008, estimándose que antes del fin del año se firmará el contrato.
- El Ministerio de Minas y Energía de Brasil ha autorizado a Eletrobras para que a través de su filial Eletrosul llegue a un acuerdo con UTE sobre la alternativa más conveniente para las dos empresas, que permita a UTE disponer de la totalidad de los derechos a la capacidad de transporte de las instalaciones en Brasil. Estas instalaciones podrían ser propiedad de Eletrosul o bien de UTE. Eletrosul envió a UTE una estimación del monto de inversiones requeridas. Se prevé que en cualquier caso Eletrosul tome a su cargo la operación y mantenimiento, a cambio de un canon a pagar por UTE. En la actualidad están teniendo lugar negociaciones entre Eletrosul y UTE para definir los aspectos anteriores.

SP
P.D.
M

8 ANEXO I – Decreto de exoneración impositiva



1 E / 480

REPÚBLICA ORIENTAL DE URUGUAY
MINISTERIO DE INDUSTRIA, ENERGÍA Y MINERÍA

MINISTERIO DE INDUSTRIA, ENERGÍA Y MINERÍA
MINISTERIO DE ECONOMÍA Y FINANZAS

Montevideo, 12 OCT. 2007

VISTO: las facultades que se confieren al Poder Ejecutivo en la Ley Nº 16.906 de 7 de enero de 1998, que establece el marco jurídico para la promoción y protección de las inversiones que se realicen en el territorio nacional y el Decreto Ley Nº 14.178 de Promoción Industrial de 28 de marzo de 1974; -----

SECRETARÍA DE ESTADO

S. FRAAZER CHAZ

77648/07

CONSIDERANDO: I) la necesidad a nivel país de aumentar la capacidad de interconexión Internacional de redes de Trasmisión de Extra Alta Tensión entre Uruguay y la República Federativa de Brasil;-----

II) la existencia de antecedentes en cuanto a declarar promovidas, en el marco de la Ley 16.906 de 7 de enero de 1998, actividades a desarrollarse en el mercado de generación eléctrica, tal como es el caso de los Decretos 45/002 del 6 de febrero de 2002, 273/005 del 12 de setiembre de 2005 y 249/006 del 31 de julio de 2006;-----

ds 204

III) que el Poder Ejecutivo entiende conveniente otorgar exoneraciones para la inversión que realice LTE y/u otros Inversores en la construcción de una Estación Convertora de Frecuencia Estática "Back to Back" de 500 MW en Melo, obras de ampliación en la Estación San Carlos de 500 KV propiedad de la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas, una línea aérea de 500 KV de transmisión entre San Carlos y Melo, una línea aérea de 525 KV que unirá la nueva Estación de Melo con Candota (Brasil) y demás instalaciones auxiliares para su funcionamiento y conexión al Sistema Interconectado.-----

IV) que la Asesoría Jurídica del Ministerio de Industria, Energía y Minería informa que la Dirección Nacional de Energía y Tecnología Nuclear expresó oportunamente que desde el punto de vista técnico comparte la solicitud presentada, y que ni la Dirección Nacional de Industrias ni la Comisión de Aplicaciones (Ley Nº16.906) tienen objeciones que formular a lo gestionado, señalando que habiéndose cumplido con los extremos requeridos por la Ley Nº



16.906 de 7 de enero de 1998, correspondiera proceder a la declaratoria de promoción solicitada.-----

ATENCIÓN: a lo expuesto, a lo establecido por el Decreto Ley N°14.178 de Promoción Industrial de 28 de marzo de 1974 y a la Ley N°. 16.906 de 7 de enero de 1998;---

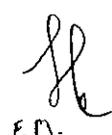
EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

DECRETA:

ARTÍCULO 1º.- Decláranse promovidas de acuerdo a lo dispuesto por el art. 11 de la Ley N° 16.906 de 7 de enero de 1998, las siguientes actividades : la construcción de una Estación Convertora de Frecuencia Estática "Back to Back" en Melo, las obras de ampliación en la Estación San Carlos de 500 kV propiedad de la Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas, la realización de una línea aérea de transmisión de 500kv entre San Carlos y Melo, la construcción de una línea aérea de transmisión de 525 kv que unirá la nueva Estación de Melo con Candiota (Brasil) y demás instalaciones auxiliares para su fundonamiento y conexión al Sistema Interconectado. Cada una de las actividades que comprende el Proyecto podrán ser ejecutadas independientemente por UTE y/u otros inversores.-----

ARTÍCULO 2º.- Otórgase la exoneración de todo recargo, incluso el mínimo, del Impuesto Aduanero Único a la Importación, de la Tasa de Movilización de Bultos, de la Tasa Consular y, en general, de todo tributo, incluyendo el Impuesto al Valor Agregado e Impuesto de Contribución para el Financiamiento de la Seguridad Social, cuya aplicación corresponda en ocasión de la importación de maquinarias y equipos (bienes de activo fijo) eventualmente necesarios para llevar a cabo la inversión.-----

ARTÍCULO 3º.- Otórgase un crédito por el Impuesto al Valor Agregado e Impuesto de Contribución para el Financiamiento de la Seguridad Social, incluidos en las adquisiciones en plaza de maquinarias y equipos (bienes de activo fijo) y otros elementos necesarios para la inversión proyectada. Dicho crédito se hará efectivo


F.D.




REPÚBLICA ORIENTAL DE URUGUAY
MINISTERIO DE INDUSTRIA, ENERGÍA Y MINERÍA

por el mismo procedimiento que rige para los exportadores.

ARTÍCULO 4º.- Otórgase la exoneración del Impuesto al Patrimonio a los bienes intangibles y del activo fijo destinados al proyecto de inversión que se declara promovido por el presente Decreto, por el término de la vida útil técnica del proyecto. Los bienes objeto de la exención se considerarán activos gravados a los efectos del cálculo del pasivo computable para la determinación del patrimonio gravado.

SECCIONADA DE FISCALIA

SECCIONADA DE FISCALIA
4367907

ARTÍCULO 5º.- Otórgase, a efectos del IRIC, un tratamiento de Amortización Acelerada para los Bienes del Activo Fijo asociados al proyecto de inversión en los años de vida útil que técnicamente logren una mayor rentabilidad al proyecto. En cuanto a los intereses financieros derivados del financiamiento de la inversión serán deducibles de este impuesto sin tope alguno, cualquiera fuera la modalidad escogida para el financiamiento.

Da 204

ARTÍCULO 6º.- Otórgase autorización para ingresar en régimen de admisión temporaria y con eximente de garantías aduaneras, maquinarias y equipos y todo otro bien requerido en forma transitoria para la ejecución de las obras comprometidas, siempre que no se consuman totalmente en las mismas. El plazo máximo de permanencia de los referidos bienes en el país estará fijado por la finalización de las obras a que estuvieron aplicados, debiendo ser reexportados en un plazo no mayor a 90 días desde la recepción provisoria.

ARTÍCULO 7º.- La o las empresas titulares de las actividades declaradas promovidas deberán presentar ante la Comisión de Aplicación creada por el art. 12 de la Ley 16.906 de 7 de enero de 1998, un detalle de las inversiones, a los efectos de establecer los bienes comprendidos en los beneficios dispuestos en el presente decreto.

ARTÍCULO 8º.- Derógase el Decreto 347/007 de 17 de septiembre de 2007.

ARTÍCULO 9º.- Comuníquese, publíquese, etc.

M. I. E. M.

Dr. Tabaré Vázquez
Presidente de la República

9 ANEXO II – Texto del Memorandum de Entendimiento firmado el 5 de Julio de 2006 entre los Ministros de Industria, Energía y Minería de Uruguay y de Minas e Energía de Brasil

MEMORANDUM DE ENTENDIMIENTO ENTRE EL MINISTERIO DE INDUSTRIA, ENERGÍA Y MINERÍA DE LA REPÚBLICA ORIENTAL DEL URUGUAY Y EL MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA DE LA REPÚBLICA FEDERATIVA DEL BRASIL SOBRE INTERCONEXIÓN ENERGÉTICA

El Ministerio de Industria, Energía y Minería de la República Oriental del Uruguay

y

El Ministerio de Minas y Energía de la República Federativa del Brasil, (en adelante denominados las "Partes");

Reafirmando el interés de avanzar en el desarrollo de sus pueblos promoviendo un mejor aprovechamiento de los recursos energéticos, basado en la cooperación e integración de sus sistemas eléctricos;

Considerando la necesidad de consolidar y profundizar los vínculos entre los respectivos sistemas;

Teniendo en cuenta el Acuerdo Marco sobre Complementación Energética Regional entre los Estados Parte del MERCOSUR y Estados Asociados, firmado en la ciudad de Montevideo el 9 de diciembre de 2005, y el Acuerdo Marco de Interconexión Energética entre la República Oriental del Uruguay y la República Federativa del Brasil, firmado el 16 de marzo de 2006, a los cuales, una vez concluidos los respectivos procesos de ratificación, este Memorandum quedará directamente vinculado;

Han llegado al siguiente entendimiento:



F.D.



ARTÍCULO 1°

Las Partes deciden fortalecer la integración energética entre ambos países mediante la construcción de una interconexión de gran porte, para permitir intercambios de energía eléctrica, en la medida que las circunstancias y los sistemas lo permitan.

ARTÍCULO 2°

Las Partes asumen el compromiso de concluir en un plazo no mayor de 60 (sesenta) días, contados a partir de la constitución formal del Grupo de Trabajo que será creado, conforme el Artículo 7° de este Memorandum, los estudios para concretar la interconexión entre la localidad de San Carlos en Uruguay y la región de Candiota en Brasil, debiendo cada Parte realizar los estudios en sus respectivos sistemas.

Las instalaciones deberán cumplir los requisitos técnicos relativos a proyecto, construcción, operación y mantenimiento según las normas de los respectivos países.

ARTÍCULO 3°

Los costos relativos a la implantación del conjunto de las obras necesarias para la interconexión, resultante de la alternativa de construcción que se adopte, así como la gestión técnica y comercial del emprendimiento, serán responsabilidad de Uruguay.

ARTÍCULO 4°

Las Partes acuerdan que la referida interconexión podrá ser utilizada para ampliación de los intercambios temporales e interrumpibles, siendo los suministros a partir de Brasil provenientes de fuentes termoeléctricas no utilizadas y de fuentes hidráulicas, exclusivamente cuando exista energía vertida turbinable, y de forma simétrica para suministros desde Uruguay. Los suministros entre las Partes deberán ser precedidos de procesos de autorización donde estarán establecidas las condiciones generales

ARTÍCULO 5º

Queda también establecido que la utilización de la interconexión para suministro firme estará condicionada a la existencia de contrato firme de acuerdo con la legislación de cada Parte.

ARTÍCULO 6º

Las condiciones comerciales para fines de transporte de energía hasta la interconexión seguirán las reglamentaciones vigentes que establecen los costos relativos a cada una de las Partes.

Con relación a los mecanismos de la composición de los precios de la energía producida y transferida de Brasil hacia Uruguay, serán mantenidas las condiciones vigentes. Para las transferencias desde Uruguay a Brasil, se fijarán criterios por acuerdo de las Partes.

Ambos temas, transporte y producción, serán objeto de contratos específicos en cada ocasión.

ARTÍCULO 7º

La expansión de la integración energética de las Partes, objeto del presente Memorandum de Entendimiento, será examinada por un "Grupo de Trabajo de Interconexión Eléctrica" con tres integrantes de cada Parte, designados por los representantes de los Ministerios competentes en materia de energía.

ARTÍCULO 8º

Las Partes designarán de inmediato sus representantes en el Grupo de Trabajo, de manera que sus trabajos puedan ser iniciados a la brevedad.


F.D.



ARTÍCULO 9º

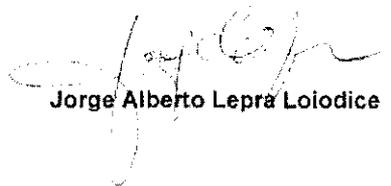
El Grupo de Trabajo de Interconexión Eléctrica evaluará todos los aspectos técnicos relacionados a su mandato, y cursará las decisiones correspondientes a ser sometidas a cada Gobierno.

ARTÍCULO 10º

El presente Memorando entrará en vigor en el acto de su firma y tendrá validez por un período de 25 (veinticinco) años, luego del cual podrá ser prorrogado mediante acuerdo entre las Partes, celebrado con una antelación mínima de 6 (seis) meses respecto a la fecha de su expiración.

Firmado en la ciudad de Rio de Janeiro, Brasil, a los cinco (05) días del mes de julio de 2006, en dos ejemplares en los idiomas Español y Portugués, siendo ambos textos igualmente válidos.

Ministro de Industria, Energía y Minería de la
República Oriental del Uruguay



Jorge Alberto Lepra Loidice

Ministro de Minas y Energía de la
República Federativa del Brasil



Silas Rondeau Cavalcante Silva



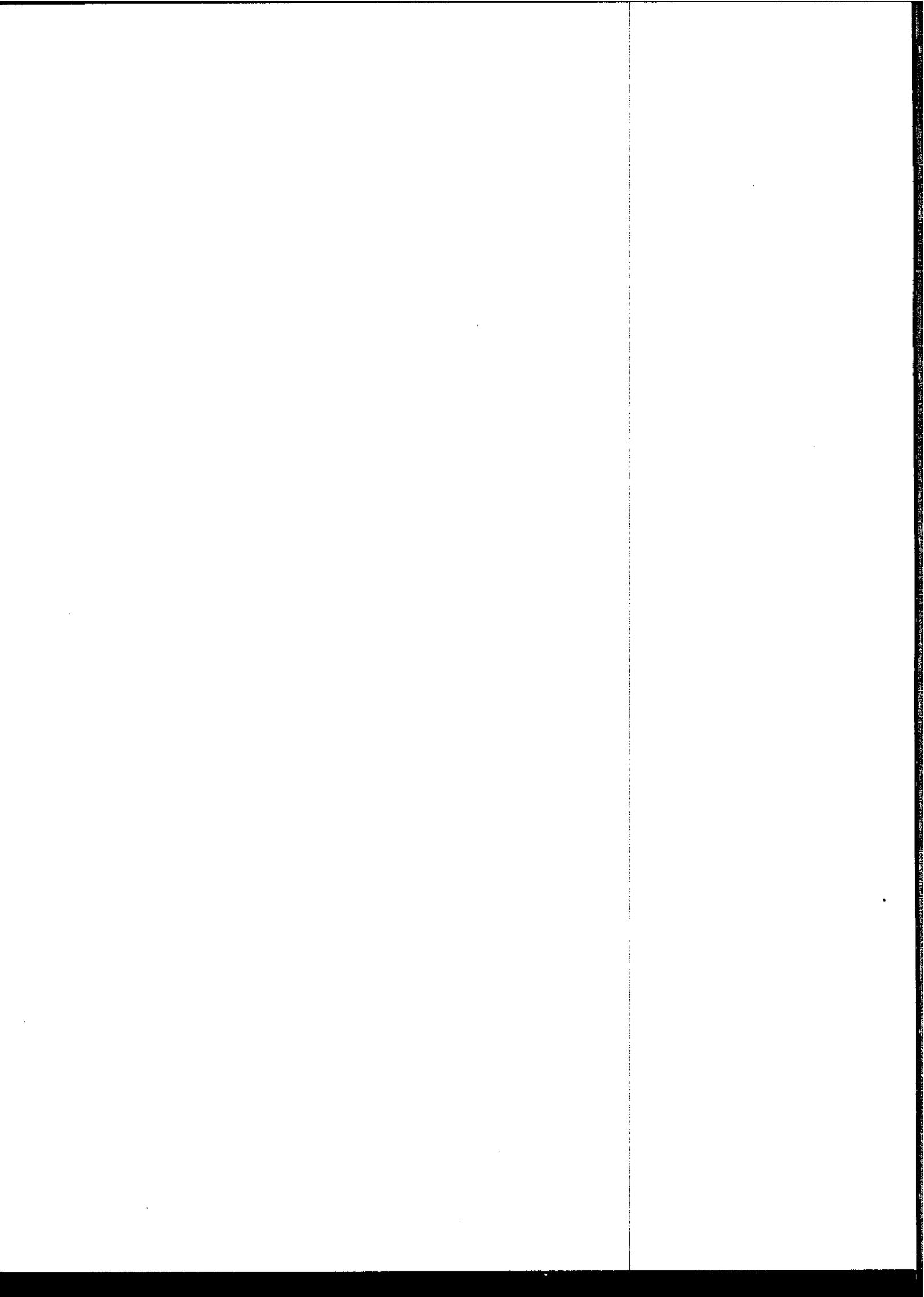
PROYECTO
INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA
DE 500 MW
URUGUAY-BRASIL

FICHA
ELECTRÓNICA

Handwritten signature
F.D.



"Proyecto a ser financiado con recursos del Fondo
para la Convergencia Estructural del MERCOSUR"



Ficha de presentación de proyecto - FOCEM

TÍTULO DEL PROYECTO

Interconexión eléctrica Uruguay-Brasil - Líneas de Transmisión de Extra Alta Tensión: SanCarlos-Melo y Melo-Frontera

PROGRAMA FOCEM AL QUE SE VINCULA

I - Programa de Convergencia Estructural

DATOS INSTITUCIONALES

País: Uruguay

Area de gobierno: Ministerio de Industria, Energía y Minería

Organismo Ejecutor: UTE

Personas Responsables: Directorio de UTE

ALCANCE Y LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA

El proyecto cuyo financiamiento se solicita consiste en 2 (dos) líneas de transmisión (LT):

LT 500 kV, 50 Hz, entre la actual estación SanCarlos de 500 kV, y la futura estación Melo 500 kV, 50 Hz, punto de conexión de la estación convertidora de frecuencia de la interconexión. La longitud de la LT es de 300 km y su traza sigue mayoritariamente las rutas 39 y 8, en dirección sur-norte.

LT 525 kV, 60 Hz, entre la futura estación Melo 525 kV, 60 Hz, punto de conexión de la estación convertidora de frecuencia de la interconexión y la frontera entre Uruguay y Brasil, donde se continuará con la LT a ser construida dentro de Brasil. Su longitud hasta la frontera es de 60 km y sigue mayoritariamente la ruta 8, en dirección sur-norte.

MATRIZ DE MARCO LÓGICO

Este proyecto esta constituido por las Componentes 5 y 6 del Proyecto de Interconexión Uruguay-Brasil de 500 MW. En Anexo 1 se adjunta la matriz de Marco Lógico.

BENEFICIOS ESTIMADOS

Se presentan en el documento Evaluación Costo Beneficio Social y Empresarial

ESTIMACIÓN DE POTENCIALES BENEFICIARIOS



Los beneficiarios del proyecto de interconexión son en primer lugar los agentes del mercado eléctrico mayorista de ambos países. Al igual que para las otras interconexiones eléctricas internacionales existentes en la región, como Garabí y Rivera-Livramento, el comercio internacional de energía puede también tener lugar con agentes del mercado mayorista de terceros países, en este caso Argentina. En la modalidad de intercambio cuyo mecanismo está explícitamente previsto en el Memorandum de Entendimiento del 05/07/2006, los beneficiarios son por un lado los agentes generadores de Brasil, que amplían su mercado pudiendo vender excedentes no requeridos por el sistema brasileño, y por otra parte UTE, en Uruguay, que puede comprar dichos excedentes hidrotérmicos cuando los precios resulten competitivos frente a sus centrales de generación. Es claro que ese mecanismo es sólo uno de los posibles usos de la interconexión. Aún dentro de ese mecanismo de comercio spot previsto en el Memorandum de Entendimiento, existe un beneficio potencial para Argentina en caso de requerir ésta importación de Uruguay, al resultar en Uruguay máquinas disponibles, en principio térmicas, como efecto del comercio con Brasil.

SITUACIÓN SIN PROYECTO

Sin este proyecto (LTs SanCarlos -Melo y Melo-Frontera Uruguay/Brasil) no es posible realizar la interconexión eléctrica planteada

ALTERNATIVAS POSIBLES

Alternativa	Tensión y Longitud LT en Uruguay	Tensión y Longitud LT en Brasil	Características de la transmisión
A	500 kV 165 km	500 kV 263 km	LT 500kV 4x636 CS LT 50 Hz en Brasil
B	500 kV 182 km	525 kV 334 km	LT 525kV 4x477 CS
C	500 kV 182 km	230 kV 105 km	LT 500kV 4x477 CS LT 230kV 2x715 CS
D	500 kV 330 km	230 kV 60 km	LT 500kV 4x477 CS LT 230kV 2x715 CS
E	+/- 250 kV 248 km	+/- 250 kV 402 km	HVDC +/- 250 kV
F	500 kV 330 km	500 kV 388 km	LT 500kV 4x477 CS LT 525kV 4x477 CS
G	500 kV 165 km	525 kV 263 km	LT 500kV 4x477 CS LT 525kV 4x477 CS

La elección del Proyecto de Interconexión resultó del análisis comparativo de las alternativas indicadas. Las mismas fueron las estudiadas por el grupo binacional definido en Julio de 2004 a instancias de los Ministerios de Industria, Energía y Minería (MIEM) de Uruguay, y de Minas e Energía (MME) de Brasil, con el objetivo de evaluar las posibles alternativas de interconexión, para los estudios de interconexión.

Teniendo en cuenta la expansión prevista del sistema de generación y de transmisión de Brasil, y según los resultados de los estudios realizados entre 2004 y 2005 por el grupo de trabajo binacional, la opción elegida para la alternativa eléctrica y traza de la interconexión es la de menor costo total esperado. Los estudios realizados por la Empresa de Pesquisa Energética (EPE) en 2006 muestran que la alternativa seleccionada es viable para soportar los flujos de intercambio previstos.

INDICADORES ECONÓMICOS

Se analizó el proyecto tomando en cuenta sólo la importación interrumpible de energía de Brasil en los términos definidos en el Memorandum de Entendimiento, previendo la incorporación de GNL en la matriz energética, y en dos escenarios de generación que varían en el tipo de equipamiento de generación a instalarse en el país. Se tomó como caso base un precio del petróleo de 100 US\$/bbl.

Los resultados obtenidos son los siguientes.

- Desde la óptica costo beneficio para el país: en ambos escenarios de generación las tasas de retorno son del 20% y 17% reales respectivamente (es decir en dólares constantes). La tasa de retorno es menor en el escenario en el que el parque de generación local tiene mayor potencia en ciclos combinados, como era esperable.
- Desde la óptica empresarial (consolidando los resultados de UTE e ISUR): en ambos escenarios de generación las tasas de retorno son del 15% y 12% reales respectivamente (es decir en dólares constantes).

JUSTIFICACIÓN DE LA ALTERNATIVA SELECCIONADA

Del estudio de las diferentes alternativas en función de su costo total esperado (suma de valor presente de inversiones, pérdidas, confiabilidad y peajes) resultaron 3 alternativas preferidas de costos similares: las C,D y E, las restantes alternativas presentaron costos a menos 20% superiores a los del grupo preferencial. La Alternativa C por Alegrete es fuertemente dependiente del despacho de la central de Uruguaiana en Brasil, la cual está a su vez condicionada al suministro de gas natural desde Argentina, que presenta restricciones. La alternativa E, en corriente continua, no se adapta a la expansión prevista de las redes, en particular de la Red Básica en Brasil, y además por la longitud de líneas involucrada implica que la mayor parte de las inversiones deba realizarse en Brasil.

La alternativa finalmente seleccionada en el marco del Memorandum de Entendimiento entre los Ministerios del área energética de los Gobiernos de Uruguay y Brasil del 05/07/06, es la D por SanCarlos - P.Médici, porque se adapta mejor a las características del proyecto definidas en dicho Memorandum, en particular al hecho de que la totalidad de las inversiones se realizan por parte de Uruguay, y además por resultar finalmente la de menor costo, al considerarse con posterioridad al estudio del grupo binacional, que Brasil planea expandir la capacidad de generación térmica en la región de Candiota P.Médici, con lo cual el sistema de transmisión de Brasil requiere por razones propias una nueva LT 500 kV entre esa región y Porto Alegre. De esta forma no se necesitará a futuro refuerzos en la red de Brasil específicos al proyecto de interconexión para poder transportar los flujos previstos de hasta 500 MW. Por otra parte los estudios específicos para analizar el desempeño del sistema eléctrico brasileño con la interconexión y sin dicha nueva LT 500 kV, realizados a fines de 2006 por la Empresa de Pesquisa Energética (EPE) de Brasil, confirman la viabilidad de los flujos de excedentes energéticos previstos por la interconexión aun sin dicha LT 500 kV.

RELACIÓN CON OTROS PROYECTOS

En relación con proyectos sustitutos a la interconexión de 500 kV entre Brasil y Uruguay, corresponde indicar que no existen otros proyectos en tal sentido. En relación con proyectos complementarios y concurrentes, a ser desarrollados por UTE, podemos indicar lo siguiente: las inversiones en generación que está desarrollando UTE tienen por objeto permitir el abastecimiento de la demanda en el futuro sin que la interconexión resulte imprescindible para ese fin. En ese sentido se entiende que dichos proyectos de generación son concurrentes con el de interconexión.

DESCRIPCIÓN TÉCNICA DEL PROYECTO



PROYECTO DE INTERCONEXIÓN: El proyecto de interconexión eléctrica entre los sistemas eléctricos de Uruguay (50 Hz) y del sur de Brasil (60 Hz) se plantea con 500 MW de capacidad. La interconexión se proyecta entre la estación San Carlos 500 kV, 50 Hz (Uruguay) y la región del sur de Brasil, donde actualmente está la estación P.Médici 230 kV, 60 Hz, pero donde a futuro se prevé la llegada de una línea de transmisión (LT) de 525 kV, desde la región de Porto Alegre, lo que implica la construcción de una nueva estación de transmisión que será la futura cabecera en Brasil de la interconexión. La estación de conversión de frecuencia será del tipo back-to-back, con capacidad de 500 MW (y posibilidad de ampliación a futuro), a ser instalada en territorio uruguayo, en sitio ya definido, próximo a Melo. La conexión entre la Convertidora y la estación cabecera en Brasil se realizará con una LT 525 kV, 60 Hz, con una longitud de aproximadamente 100 km, de los cuales 60 km en Uruguay.

PROYECTO PLANTEADO PARA FINANCIAMIENTO POR FOCEM: Son las líneas de transmisión (LT) en Extra Alta Tensión del proyecto de interconexión a ser construidas en territorio de Uruguay.

LT 500 kV San Carlos - Melo: La conexión entre San Carlos 500 kV y la futura estación Melo 500 kV, 50 Hz (conexión de la Convertidora de Frecuencia) se realizará con una LT de 500 kV,

50 Hz, de 300 km de longitud y cuyo trazado sigue principalmente las rutas 39 y 8 de Uruguay, en dirección sur-norte.

LT 525 kV, 60 Hz, entre la futura estación Melo 525 kV, 60 Hz, (conexión de la Convertidora de Frecuencia) y la frontera entre Uruguay y Brasil, donde se continuará con la LT a ser construida dentro de Brasil. Su longitud hasta la frontera es de 60 km y sigue mayoritariamente la ruta 8, en dirección sur-norte.

COSTOS Y CRONOGRAMA FINANCIERO

CRONOGRAMA DE INVERSIONES

CRONOGRAMA DE DESEMBOLSOS DE LAS COMPONENTES DEL PROYECTO PARA LAS QUE SE SOLICITA EL FINANCIAMIENTO

A) PRESUPUESTO TOTAL DE LAS OBRAS A SER FINANCIADAS POR FOCEM

	2008	2009	2010	2011 Y SIG.	TOTAL
Línea San Carlos - Melo	9.800	57.600	7.500		75.000
10 % Imprevistos	980	5.760	760		7.500
10 % Indemnizaciones				7.500	7.500
Total Línea San Carlos - Melo	10.780	63.360	8.360	7.500	90.000
Línea Melo - Frontera	1.800	10.600	1.400		13.800
10 % Imprevistos	180	1.060	140		1.380
10 % Indemnizaciones				1.380	1.380
Total Línea Melo-Frontera	1.980	11.660	1.540	1.380	16.560
Gastos de Auditoría sobre el Proyecto	33	33	34		100
TOTAL GENERAL	12.793	75.053	9.934	8.880	106.660

10 % Imprevistos - Monto que constituye una previsión por eventuales modificaciones menores que sean necesarias para llevar adelante la obra.

10 % Indemnizaciones - Corresponde al concepto de indemnizaciones por los daños y perjuicios ocasionados por el tendido de la línea de conducción de energía eléctrica. Como se indemnizan daños directos inmediatos y necesarios, la evaluación se realiza una vez que la obra concluye por lo que el monto de U\$S 8,88 millones se estima desembolsar a partir del año 2011.

B) TOTAL DE GASTOS ELEGIBLES DE LAS OBRAS A SER FINANCIADAS POR FOCEM

	EJERCICIO 2008			EJERCICIO 2009			EJERCICIO 2010			TOTAL 2008-2010		
	FOCEM	UTE	TOTAL	FOCEM	UTE	TOTAL	FOCEM	UTE	TOTAL	FOCEM	UTE	TOTAL
Línea San Carlos - Melo	8.330	1.470	9.800	48.960	8.640	57.600	6.460	1.140	7.600	63.750	11.250	75.000
10 % Imprevistos	833	147	980	4.896	864	5.760	646	114	760	6.375	1.125	7.500
Total Línea San Carlos - Melo	9.163	1.617	10.780	53.856	9.504	63.360	7.106	1.254	8.360	70.125	12.375	82.500
Línea Melo - Frontera	1.530	270	1.800	9.010	1.590	10.600	1.190	210	1.400	11.730	2.070	13.800
10 % Imprevistos	153	27	180	901	159	1.060	119	21	140	1.173	207	1.380
Total Línea Melo-Frontera	1.683	297	1.980	9.911	1.749	11.660	1.309	231	1.540	12.903	2.277	15.180
Gastos Auditoría del Proyecto	28	5	33	28	5	33	29	5	34	83	15	100
TOTAL	10.874	1.919	12.793	63.795	11.258	75.053	8.444	1.490	9.934	83.113	14.667	97.780

C) PRESUPUESTO DE LAS RESTANTES OBRAS DEL PROYECTO DE INTERCONEXIÓN (OBRAS NO FINANCIADAS POR FOCEM)

	2008	2009	2010	2011 Y SIG.	TOTAL
Ampliación San Carlos Melo	3.278	13.436	1.513		18.227
Estación Conversora	38.416	80.674	8.964		128.055
Imprevistos Ampliación San Carlos Melo	164	672	76		911
Imprevistos Estación Conversora	3.842	8.067	896		12.805
Total Ampliación San Carlos - Melo y Conversora	45.700	102.850	11.449	0	159.998
Línea Frontera - S.E Brasil	3.241	18.595	1.706		23.542
S.E. Brasil y línea de 230 kv (suministros)	4.436	17.742	0		22.178
S.E. Brasil y línea de 230 kv (Obra)	1.706	5.118	1.706		8.530
Imprevistos para línea Frontera - S.E. Brasil	1.877	8.291	682		10.850
Total Línea Frontera S.E. Brasil	11.259	49.746	4.094	0	65.100
SUB-TOTAL	56.959	152.596	15.543	0	225.098

TOTAL DEL PROYECTO	69.752	227.649	25.477	8.880	331.758
---------------------------	---------------	----------------	---------------	--------------	----------------

DURACIÓN DESDE EL INICIO DE SU PREPARACIÓN HASTA LA PUESTA EN OPERACIÓN

30 meses

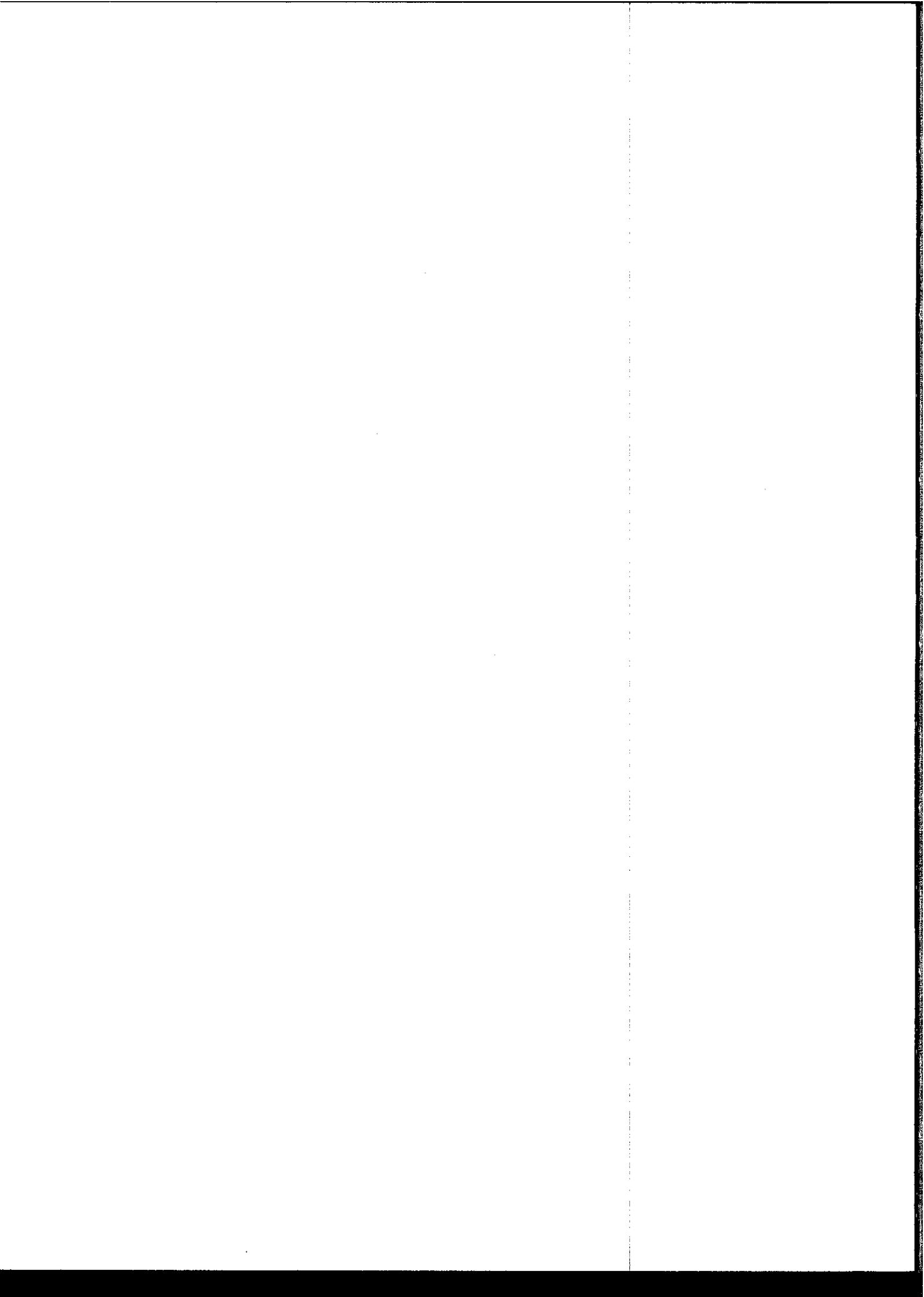
FECHA PREVISTA DE PUESTA EN MARCHA

4to. Trimestre de 2011

DURACIÓN DEL PROYECTO

30 años

[Handwritten signatures and initials]





PROYECTO
INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA
DE 500 MW
URUGUAY-BASIL

MATRIZ DE

MARCO LÓGICO



sh
F.B.
M

Proyecto a ser financiado con recursos del Fondo
para la Convergencia Estructural del MERCOSUR”



Administração Nacional de Energia / Administração Regional
 U R U G U A I
 U T E

Proyecto a ser financiado con recursos del Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR

MARCO LOGICO

PROYECTO DE INTERCONEXION URUGUAY-BRASIL DE 500 MW

RESUMEN NARRATIVO DE OBJETIVOS Y ACTIVIDADES	INDICADORES	MEDIOS DE VERIFICACION	SUJETOS IMPORTANTES
<p>FIN Aumentar la eficiencia en la prestación del servicio público de electricidad en Uruguay, en el contexto de una creciente integración regional, permitiendo un incremento significativo de la optimización del uso de los recursos energéticos de la región, importando Uruguay energía de Brasil cuando ésta sea de menor precio que el costo de producción en Uruguay, y exportándola en caso contrario.</p>	<p>En el período de 10 años comprendido entre enero de 2012 y diciembre de 2021, bajo condiciones de operación normales, los intercambios de energía realizados empleando el Proyecto totalizarán una suma no inferior a 6000 GWh.</p>	<p>Registros del comercio de energía eléctrica entre Uruguay y Brasil del Despacho Nacional de Cargas. Responsable de suministrar la información: Responsable del DNC</p>	<p>Los Gobiernos de los países de la región autorizan el comercio internacional de energía eléctrica. En el comercio internacional de energía eléctrica entre los países de la región, los precios reflejan los costos de producción de la energía. No se plantean acciones que obstaculicen la operación de las instalaciones por parte de ONGs ambientalistas que puedan eventualmente oponerse a este proyecto de interconexión.</p>
<p>PROPOSITO Incrementar la capacidad de interconexión eléctrica entre Uruguay y Brasil, con un nuevo vínculo de 500 MW, entre San Carlos y la región de Candiotá, adicional a la interconexión ya existente de 70 MW (Riviera-Livramento)</p>	<p>En el segundo semestre de 2011 estará operativa una nueva interconexión eléctrica entre Uruguay y Brasil, con conversión de frecuencia 50/60 Hz, y capacidad para realizar intercambios en ambos sentidos de hasta 500 MW.</p>	<p>Informe de auditoría específica. Responsable: Auditor externo. Ensayos de Recepción de la Convensora (Para su realización los ensayos de la Convensora requieren que estén operativas las LT y estaciones y ampliaciones previstas en el Proyecto). Responsable: Director de Obra de la Convensora</p>	<p>Se mantienen las condiciones establecidas en el Memorandum de Entendimiento firmado el 05/07/06 entre los Ministerios del área energética de los Gobiernos de Uruguay y Brasil.</p>
<p>COMPONENTES 1. Estación Convensora de Frecuencia 50/60 Hz de 500 MW a ser instalada en Melo. 2. Ampliaciones en la Estación San Carlos 500 kV 50 Hz existente, para conexión LT 500</p>	<p>Dado que la construcción de todas las Componentes del proyecto se contratará llave en mano, dejando libertad a los oferentes de las licitaciones acerca de la forma de organizar su trabajo, se empleará los siguientes indicadores: Como indicadores de cantidad y calidad de cada componente terminada se tomará la <u>Recepción de las obras</u> otorgada por parte de la Dirección de Obra correspondiente.</p>	<p>Para los indicadores de cantidad y calidad: Ensayos de recepción de obras para las distintas</p>	<p>Se realizan los llamados a licitación correspondientes, obteniéndose en cada uno de ellos al menos</p>



Administración Nacional de Energía y Trasmisión (UTESA)
TU EMPRESA EN ENERGÍA

Proyecto a ser financiado con recursos del Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR

<p>3. kv, 50 Hz, San Carlos – Melo Estación Melo 500 KV, 50 Hz</p> <p>4. Estación Melo 525 KV, 60 Hz</p> <p>5. Línea de Transmisión (LT) de 500 KV, 50 Hz San Carlos (existente) y Melo (300 km aprox. de longitud)</p> <p>6. Línea de Transmisión (LT) de 525 KV, 60 Hz entre la estación Melo 525 KV, 60 Hz, y la frontera Uruguay-Brasil. (60 km aprox)</p> <p>7. Línea de Transmisión (LT) de 525 KV, 60 Hz en territorio brasileño entre la frontera Uruguay-Brasil y la estación terminal en Brasil. (50 km aprox)</p> <p>8. Estación terminal 60 Hz en Brasil. Inicialmente, y hasta tanto no se construya por parte de Brasil la nueva estación 525 kv, este componente del proyecto incluirá un transformador 525/230 KV, 60 Hz para permitir la conexión a las redes de 230 KV existentes en Brasil en la zona de llegada de la interconexión.</p>	<p>Como indicadores de cantidad, calidad y tiempo (avance de trabajos) durante la construcción de cada Componente, se tomará en cada Componente:</p> <ul style="list-style-type: none"> Un Hitó inicial dado por la firma del correspondiente contrato con el adjudicatario. Como indicador del cumplimiento del cronograma de obras acordado con el contratista en cada caso se tomará la aceptación de las obras realizadas ("Visto Bueno" del responsable de UTE del seguimiento de cada obra) <p>Los cronogramas de obras acordado con el contratista para cada obra específica recién estarán disponibles cuando se firmen los respectivos contratos. Una vez que los mismos estén disponibles se incorporarán a la MM.</p>	<p>Componentes:</p> <ul style="list-style-type: none"> Responsable de suministrar la información: Dirección de Obras de cada Componente o Licitación. <p>Para los indicadores de cantidad, calidad y tiempo (avance de trabajos):</p> <ul style="list-style-type: none"> Informes técnicos de inspección y aprobación de las obras requeridas para la construcción de los componentes del proyecto. Responsable de suministrar la información: Dirección de Obras de cada Componente o Licitación. <p>Para el conjunto de los indicadores de todas las Componentes del proyecto:</p> <ul style="list-style-type: none"> Informes de Auditoría específica. Responsable: Auditor externo. <p>Notas: Las Componentes 1, 2, 3, y 4 son objeto de una única licitación, actualmente en trámite de adjudicación. Las Componentes 5 y 6 serán objeto de una única licitación, aún no publicada y con apertura prevista para fin de mayo 2009. La ejecución de las Componentes 7 y 8 será contratada con un agente en Brasil.</p>	<p>Una oferta que cumpla las siguientes condiciones:</p> <ul style="list-style-type: none"> Oferta técnicamente válida y 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>La construcción de todos los componentes del proyecto se contratará llave en mano, dejando libertad a los oferentes de las licitaciones acerca de la forma de organizar su trabajo</p>	<p>ACTIVIDADES ACTIVIDAD 1) Licitación conjunta de las Componentes 1, 2, 3 y 4; Estación Conversora de Melo, estaciones de transmisión anexas y ampliación San Carlos:</p> <ol style="list-style-type: none"> Definición de proyecto y elaboración de especificaciones técnicas. 	<p>En Anexo se adjunta el Cronograma más actualizado del Proyecto. Comentarios y observaciones:</p> <ul style="list-style-type: none"> Dicho cronograma incluye todas las Actividades del Proyecto, refiriendo así a todas las Componentes del mismo, y no sólo a las Componentes 5 y 6 cuyo financiamiento se ha solicitado a FOCEN. La ejecución del Proyecto comenzó en Julio de 2006. Varias de las sub-actividades listadas dentro de las Actividades ya fueron comenzadas y entre 	<p>Los procesos Licitatorios de las Actividades 1 y 2 se ejecutaron en los plazos previstos.</p> <p>La negociación con</p>
--	--	--	---	---	---	--

[Handwritten signatures]



Proyecto a ser financiado con recursos del Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR

comerciales	ellas varias ya están finalizadas.	Informes de auditoría específica. Responsable: Auditor externo.	Electrobrás-Eletroual para la construcción de las componentes 7 y 8 (Actividad 3) se realiza y culmina exitosamente en los plazos previstos. Todos los aspectos jurídicos administrativos relevantes, como p.ej. aprobación del Presupuesto, acuerdo del Tribunal de Cuentas (TCR), obtención de los permisos ambientales de construcción, servidumbres, etc., se resuelven en tiempo y forma. Se firman los correspondientes contratos de ejecución de las obras. Los adjudicatarios correctamente las obras de acuerdo a los cronogramas contractuales y respetando la calidad acordada. Los oferentes no plantean impugnaciones, o las mismas no obstaculizan la firma de los respectivos contratos. No se plantean oposiciones por parte de los propietarios de las tierras por donde pasan las líneas de transmisión, o de plantearse, las mismas no obstaculizan el desmpeño previsto de la construcción. No se plantean acciones por parte de ONG ambientalistas
2. Gestión de las adquisiciones	Presupuesto de Inversiones de las Componentes del Proyecto. Comentarios y observaciones: • Se incluye todas las Componentes, especificando en particular aquellas cuyo financiamiento se ha solicitado a FOCEM. • Se incluye la presupuestación ya indicada en el ítem "Costos y Cronograma Financiero" de la Ficha Electrónica del Proyecto		
3. Ejecución de Proyecto de detalle y obras de ampliación San Carlos	A) PRESUPUESTO TOTAL DE LAS OBRAS A SER FINANCIADAS POR FOCEM		
4. Ejecución de Proyecto de detalle y obras de Estación convertora de frecuencia de Melo y estaciones 500 KV 50 Hz y 60 Hz anexas a convertora	B) TOTAL DE GASTOS ELEGIBLES DE LAS OBRAS A SER FINANCIADAS POR FOCEM		
5. Aneproyecto y especificaciones técnico-comerciales de detalle	C) PRESUPUESTO DE LAS RESTANTES OBRAS DEL PROYECTO DE INTERCONEXIÓN (OBRAS NO FINANCIADAS POR FOCEM)		
6. Especificaciones técnicas			
7. Gestiones ante FOCEM			



ADMINISTRACIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
TU EMPRESA Y TU FORTALECIMIENTO

Proyecto a ser financiado con recursos del Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR

<p>Uruguay-Secretaría MERCOSUR</p> <p>b. Aprobación del pliego por FOCEM</p> <p>9. Plazo de preparación de ofertas (oferentes)</p> <p>10. Apertura de ofertas</p> <p>11. Gestión de las adquisiciones</p> <p>a. Estudio de ofertas e informe técnico</p> <p>b. Informe de adjudicación</p> <p>c. Firma del contrato</p> <p>12. Ejecución del proyecto de detalle y obras</p> <p>ACTIVIDAD 3) Contratación con Eleotbras-Eleotrusul de las Componentes 7 y 8.- LT de 525 KV, 60 Hz (50 km), dentro de Brasil, entre la frontera y la estación terminal en Brasil:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Proceso de acuerdo y contratación con Eleotbras-Eleotrusul 2. Solicitud de Parecer de Acceso 3. Emisión de Parecer de Acceso 4. Emisión de Autorización de Explotación 5. Conclusión del Proyecto Básico Ambiental (EIA/RIMA) y Especificaciones Técnicas 6. Conclusión de las Contrataciones 7. Conclusión del Proyecto Ejecutivo de la LT 8. Emisión de Licencia Previa 9. Conclusión del Proyecto Ejecutivo de la Subestación 10. Emisión de la Licencia de Instalación 11. Inspección de Suministros y Construcción 12. Comisionamiento 13. Ensayos y puesta en servicio 14. 		<p>que se pongan al proyecto de interconexión Uruguay-Brasil, o a este proyecto específico, en todo o en parte, o en general a la construcción de líneas eléctricas de transmisión; o en caso de plantearse, las mismas se solventan sin obstaculizar el avance previsto de las obras.</p>
--	--	--

[Handwritten signature]
F.A.M.



Proyecto a ser financiado con recursos del Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR

Id	Nombre de tarea	Duración	Comienzo	Fin	2006		2007		2008		2009		2010		2011		2012	
					S1	S2												
1	Interconexión "Melo"	1857 días?	22/07/06	21/08/11														
2		300 días	26/05/08	21/03/09														
3																		
4	Comp. 1 Convertora - Comp. 2 Amp. Est San Carlos - Comp. 3 y 4 Est. Melo	1857 días?	22/07/06	21/08/11														
5	Definición de proyecto y elaboración de especificaciones técnico-comer	190 días	22/07/06	27/01/07														
15	Gestión de las adquisiciones	714 días	29/12/06	11/12/08														
32	Ejecución de proyecto de detalle y obras (TRA)	983 días?	12/12/08	21/08/11														
33	Ampliación de San Carlos (TRA)	690 días	12/12/08	01/11/10														
34	Proyecto de detalle SCS	480 días	12/12/08	05/04/10														
40	Obra SCS	600 días	12/03/09	01/11/10														
45																		
46	Convertora (TRA)	983 días?	12/12/08	21/08/11														
47	Ingeniería	210 días	12/12/08	09/07/09														
48	Fabricación y ensayos	300 días	18/04/09	14/02/10														
49	Envío a silo	150 días	14/11/09	12/04/10														
50	Diseño de obra civil	120 días	02/05/09	29/08/09														
51	Obras civil	300 días	22/08/09	17/06/10														
52	Montaje y ensayos de subsistemas	300 días	23/01/10	18/11/10														
53	Ensayos del sistema	90 días	24/05/11	21/08/11														
54	Puesta en servicio	0 días	21/08/11	21/08/11														
55	Gestión de autorización (ONS) de transferencias de prueba (TRA)	1 día?	24/05/11	24/05/11														
56																		
57	Comp. 5 y 6 Líneas 500kV lado Uruguay	1767 días?	22/07/06	23/05/11														
58	Definición de proyecto y Especificación Técnicas Generales	990 días	07/08/06	22/04/09														
59	Definición de trazado tentativo - corredores (TRA-UGA-LET)	221 días	07/09/06	15/03/07														
60	Gestión de autorización ambiental (UGA)	619 días	13/08/07	22/04/09														
76	Adjudicación licitación de Agrimensores (LET)	0 días	25/06/07	25/06/07														
77	Definición de la traza definitiva (elección de alternativa de cruce en	39 días	13/08/07	20/09/07														
80	Relevamiento planialtimétrico y predial (LET-TRA-UGA)	323 días	28/06/07	15/05/08														
98	Gestión de servidumbres	971 días?	22/07/06	18/03/09														
101	Anteproyecto y especificaciones técnico-comerciales de detalle (TRA)	336 días	17/06/08	18/05/09														
113	Gestión de las adquisiciones	135 días	19/05/09	30/09/09														
117	Ejecución de proyecto de detalle y obras (TRA)	600 días	01/10/09	23/05/11														
118																		
119	Comp. 7 y 8 Obras lado Brasil (Subestación y línea) (DIR-GER)	990 días	15/07/08	31/03/11														
120	Acordar con Eletrosal Alcanes, presupuesto, firma del contrato, etc	90 días	15/07/08	12/10/08														
121	Ejecución de Obras	900 días	13/10/08	31/03/11														
122																		
123	Contratos UTE - CND - Isur (LET-TRA-ABA-FIN-PLA)	170 días	24/09/07	11/03/08														



PROYECTO
INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA
DE 500 MW
URUGUAY-BRASIL

ANÁLISIS JURÍDICO



“Proyecto a ser financiado con recursos del Fondo
para la Convergencia Estructural del MERCOSUR”

[Handwritten signatures]
F.N.
[Handwritten initials]



Proyecto a ser financiado con recursos del Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR

RESUMEN DEL CONTENIDO DE ESTE DOCUMENTO

En el presente Documento se adjuntan los siguientes informes:

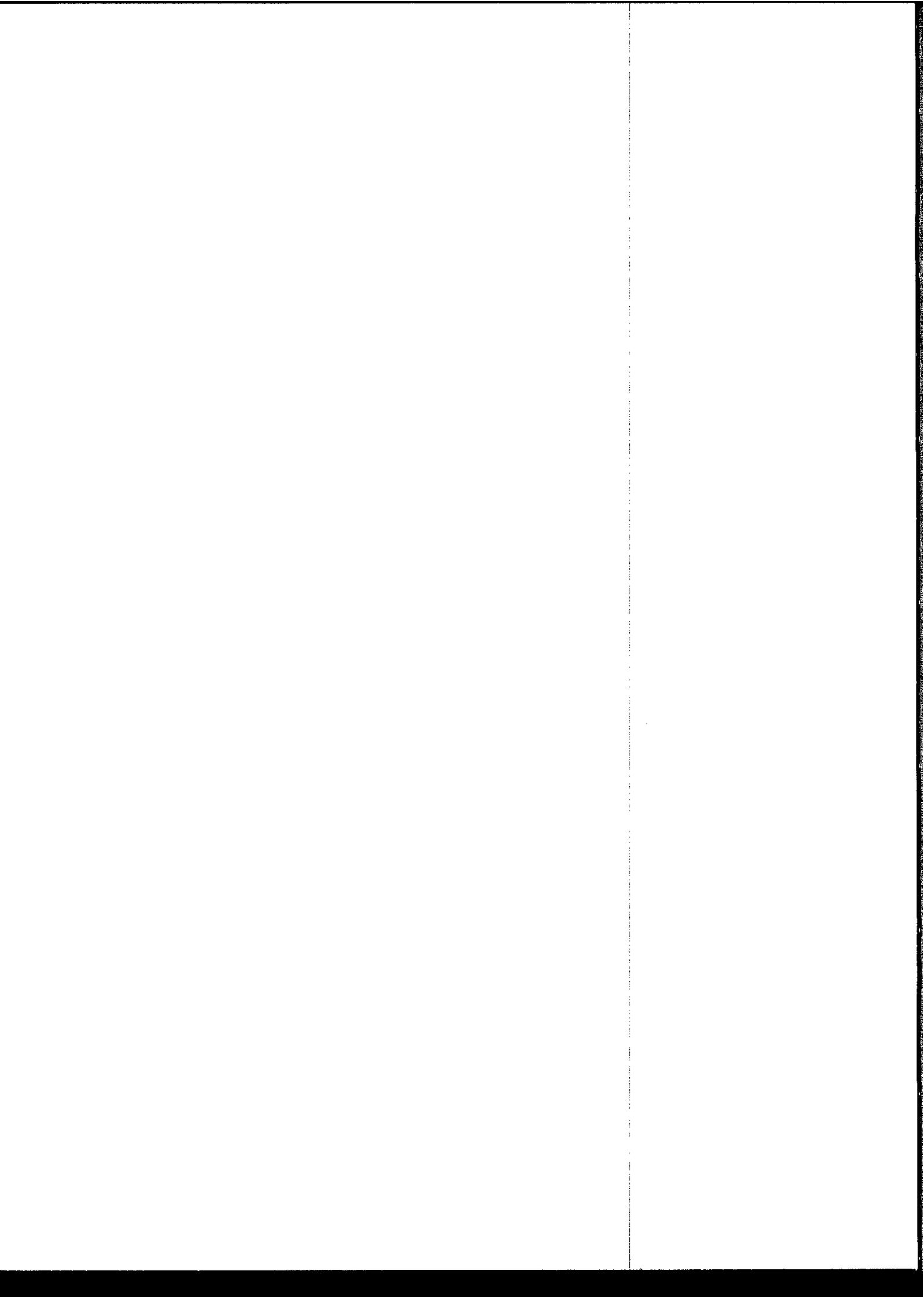
- Informe Jurídico de UTE de fecha 21.11.07
- Resolución del Directorio de UTE R 07.- 782
- Oficio Al Ministerio de Industria Energía y Minería del 21.06.07
- Informe Jurídico del Ministerio de Industria Energía y Minería del 26.06.07.
- Informe Jurídico del Ministerio de Industria Energía y Minería del 05.07.07
- Informe Jurídico del Ministerio de Industria Energía y Minería del 09.07.07
- Resolución del Presidente del Directorio de UTE RP 07.- 8 Del 11.07.07
- Decreto del Poder Ejecutivo del 02.07.07.
- Ley Nacional de Electricidad Nro. 14.694
- Ley 15.031
- Ley 16.832
- Estatutos De ISUR S.A.
- Resolución del Directorio de UTE R 93.-2692.



Proyecto a ser financiado con recursos del Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR

INFORME JURÍDICO DE UTE DE FECHA 21.11.07

SE
F.N.



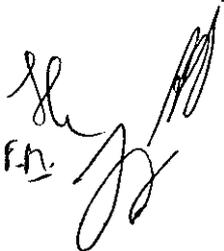
Montevideo, 21 de noviembre de 2007.-

A quien corresponda:

A los efectos que estime pertinentes, remito la información relacionada con los aspectos jurídicos relevantes vinculados con el Proyecto de Interconexión en 500 kV entre la localidad de San Carlos en la República Oriental del Uruguay y la región de Candiota en la República Federativa de Brasil.

Aspectos relacionados con la naturaleza jurídica de UTE y sus cometidos

1. La Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE), es una persona jurídica del derecho público interno uruguayo. UTE fue creada por la ley 4.273 del 21/10/1912, siendo su actual denominación establecida por el decreto - ley 14.135 del 23 de julio de 1974.
2. Su naturaleza jurídica es la de ente autónomo industrial Comercial (artículos 185 a 205 de la Constitución de la República).
3. Los entes autónomos según el artículo 185 de la Constitución de la República ".....tendrán el grado de descentralización que fijen la presente constitución y las leyes que se dictaren con la conformidad de la mayoría absoluta del total de componentes de cada Cámara".
4. Según el artículo 190 de la citada Carta Magna "Los Entes Autónomos y los Servicios Descentralizados no podrán realizar negocios extraños al giro que preceptivamente les asignen las leyes, ni disponer de sus recursos para fines ajenos a sus actividades normales".

Handwritten signature and initials in black ink, located at the bottom left of the page.

5. Los cometidos y la competencia de UTE están determinados por los artículos 3 y 4 del decreto - ley 15.031 del 4/7/1980 con las modificaciones establecidas por la ley 16.832 del 17-6-1997.

6. Para cumplir con sus cometidos y dentro de su competencia, según el literal H del artículo 4to. del decreto - ley 15.031 del 4/7/1980, en la redacción dada por el artículo 22 de la ley 16.832 del 17/6/1997, UTE puede "Disponer de sus bienes muebles, inmuebles, instalaciones y toda clase de derechos de su propiedad, incluyendo la enajenación, adquisición por cualquier título, arrendamiento y constitución de toda clase de derechos aún los reales, a todos los efectos relacionados con sus cometidos".

7. Independientemente y además, de que UTE, como todo deudor en la República Oriental del Uruguay responda con su patrimonio por las obligaciones asumidas, el artículo 20 del decreto - ley 15.031 del 4/8/1980, establece que "Todas las rentas y bienes de la Administración Nacional de usinas y Trasmisiones Eléctricas garantizan con sujeción a las leyes el pago de las obligaciones que contraiga. En defecto de ello, responde subsidiariamente el Estado". De esta norma resulta ampliada la garantía de UTE ya que también el Estado responde subsidiariamente por sus obligaciones. Para ello no es necesario que el Estado suscriba ningún tipo de documentos.-

Aspectos relacionados con la participación de UTE y la Corporación Nacional para el desarrollo (CND) en la constitución de ISUR S.A.

1.- El Acuerdo Marco sobre Complementación Energética Regional entre los Estados Miembros del MERCOSUR, suscrito el 9 de diciembre de 2005 y el Acuerdo Marco de

Interconexión Energética suscrito entre la República Oriental del Uruguay y la República Federativa de Brasil el 16 de marzo de 2006, habilitan la integración energética de ambos países mediante la construcción de una interconexión de gran porte entre la localidad de San Carlos en la República Oriental del Uruguay y la región de Candiota en la República Federativa de Brasil.

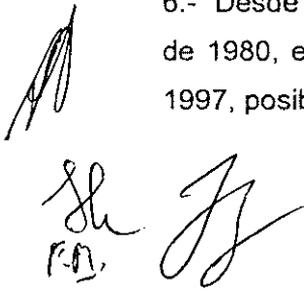
2.- La concreción de este proyecto permitiría fortalecer el sistema eléctrico uruguayo por la vía de diversificar el acceso a las fuentes de abastecimiento de la región y el abaratamiento de los costos resultantes de nuevas modalidades de negocios.

3.- En el desarrollo de el emprendimiento aludido, la asociación de UTE con la CND con la consiguiente formación de Interconexión del Sur Sociedad Anónima (ISUR) permite un mejor aprovechamiento de la experiencia y los recursos de ambas instituciones, circunstancia que seguramente se traducirá en una mejora de los resultados.

4.- El Estatuto Social de la nueva persona jurídica creada refleja que el objeto principal de la misma lo constituye la construcción y gestión de una Estación Conversora de Frecuencia de por lo menos 500 kV, 50 HZ / 525 kV, 60 Hz de 500 MW, a ser instalada en las cercanías de la ciudad de Melo (Uruguay) y una línea aérea de 525 kV de aproximadamente 100 kilómetros de longitud que unirá la nueva estación de 500/230 kV Candiota (Brasil), con la Estación Conversora de Melo.-

5.- El objeto social comprenderá, además, la realización de todas las acciones necesarias, entre las que se encuentran obtener la financiación para la construcción y gestión de las obras referidas, así como la de todos los negocios conexos a dicha actividad y la prestación de los servicios de conversión de ciclos y transporte de energía en las instalaciones que conforman la interconexión..-

6.- Desde el punto de vista jurídico, el artículo 4° del Decreto Ley 15.031 de 4 de julio de 1980, en la redacción dada por el artículo 22 de la Ley 16.832 de 17 de junio de 1997, posibilita a UTE el cumplimiento de sus cometidos en territorio nacional

Handwritten signatures and initials in black ink, including a large signature on the left and two smaller ones below it.

mediante la vinculación contractual accidental o permanente con entidades públicas o privadas nacionales o extranjeras, cumpliendo con las disposiciones constitucionales y legales vigentes en materia de contratación estatal.-

7.- La misma disposición legal confiere a UTE la autorización a que refieren los incisos finales del artículo 188 de la Constitución de la República para que, con el previo consentimiento del Poder Ejecutivo, participe en empresas de capital mixto, público o privado, siempre que las mismas tengan por objeto principal la instalación de nuevas plantas generadoras o la realización de nuevas líneas de transporte, ampliando el sistema de trasmisión para interconectarse con los países de la región.-

8.- La Corporación Nacional para el Desarrollo es una persona jurídica de derecho público no estatal, tal como surge de la Ley 15.785, por lo cual resulta de aplicación lo dispuesto en el artículo 33 del Texto Ordenado de Contabilidad y Administración Financiera (TOCAF), numeral 3°, literal A) en tanto habilita la contratación directa o por el procedimiento que el ordenador determine por razones de buena administración entre organismos o dependencias del Estado o con personas públicas no estatales.--

9.- En cumplimiento de lo dispuesto por el artículo 7° de la Ley 17.292 de 25 de enero de 2001, el Estatuto Social propuesto contempla la incorporación al órgano interno de control de los representantes de las entidades que se asocian en forma proporcional a su participación.- --

10.- Se han remitido los estudios técnicos y económicos así como los argumentos jurídicos a consideración del Poder Ejecutivo, a través del Ministerio de Industria, Energía y Minería, a efectos de recabar el consentimiento a que refiere el literal a) del artículo 4° del decreto Ley 15.031 en la redacción dada por la Ley 16.832. dicho consentimiento fue otorgado por Resolución de fecha 2 de julio de 2007.

11.- Asimismo, y de conformidad con la Ordenanza N° 78 del Tribunal de Cuentas de la República, se sometió el proyecto a control directo de dicho Tribunal, el cual lo intervino sin observaciones.

12.- La participación en el capital social de ISUR S.A: de UTE y la CND, ambos organismos de capital estatal, garantiza la participación del Estado en todas las etapas del proyecto, a través de los mecanismos de control establecidos en la normativa vigente, y a los cuales se ha hecho referencia,.

13.- Sin perjuicio de ello, y en carácter de prestador del servicio público de trasmisión de energía eléctrica, UTE, en concordancia con su ley orgánica y con la reglamentación aplicable a las actividades del sector eléctrico, ha encarado la construcción de un tramo de línea de 500 kV que une las Estaciones San Carlos - Melo, y que constituye parte integrante de proyecto de interconexión en su conjunto, en tanto resulta esencial para la conexión al sistema.

14. En síntesis, desde el punto de vista jurídico, es adecuado sostener que se trata de un proyecto de interconexión en el cual participa UTE en todas sus etapas, ya sea en forma directa o asociada con la Corporación nacional para el Desarrollo.

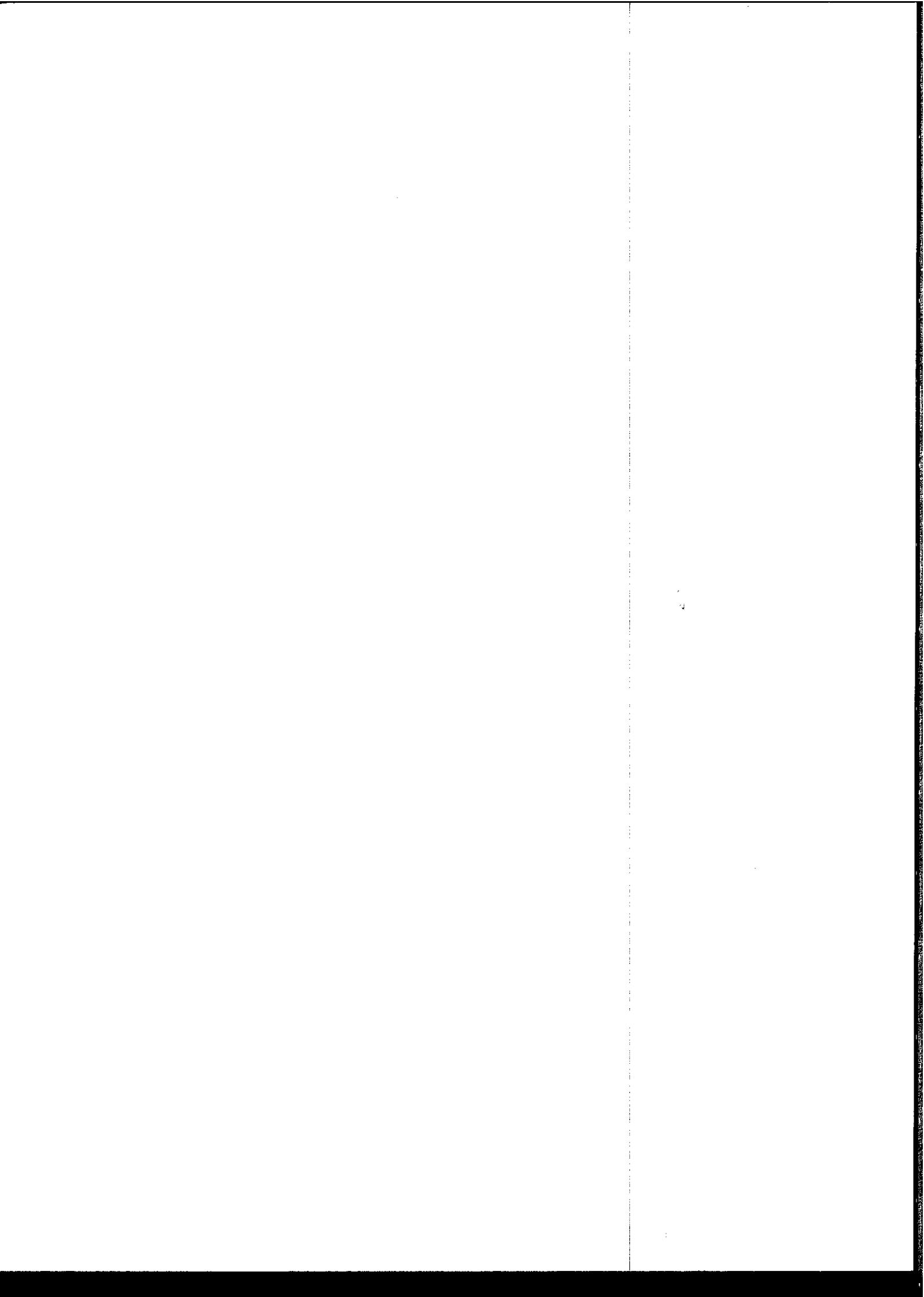
Saluda a Ud. atentamente,.



Dra. THEL RAMON GARCIA
G. DE DIVISION
ASESORIA LEGAL Y NOTARIAL
L E T



FO
[Handwritten signature]

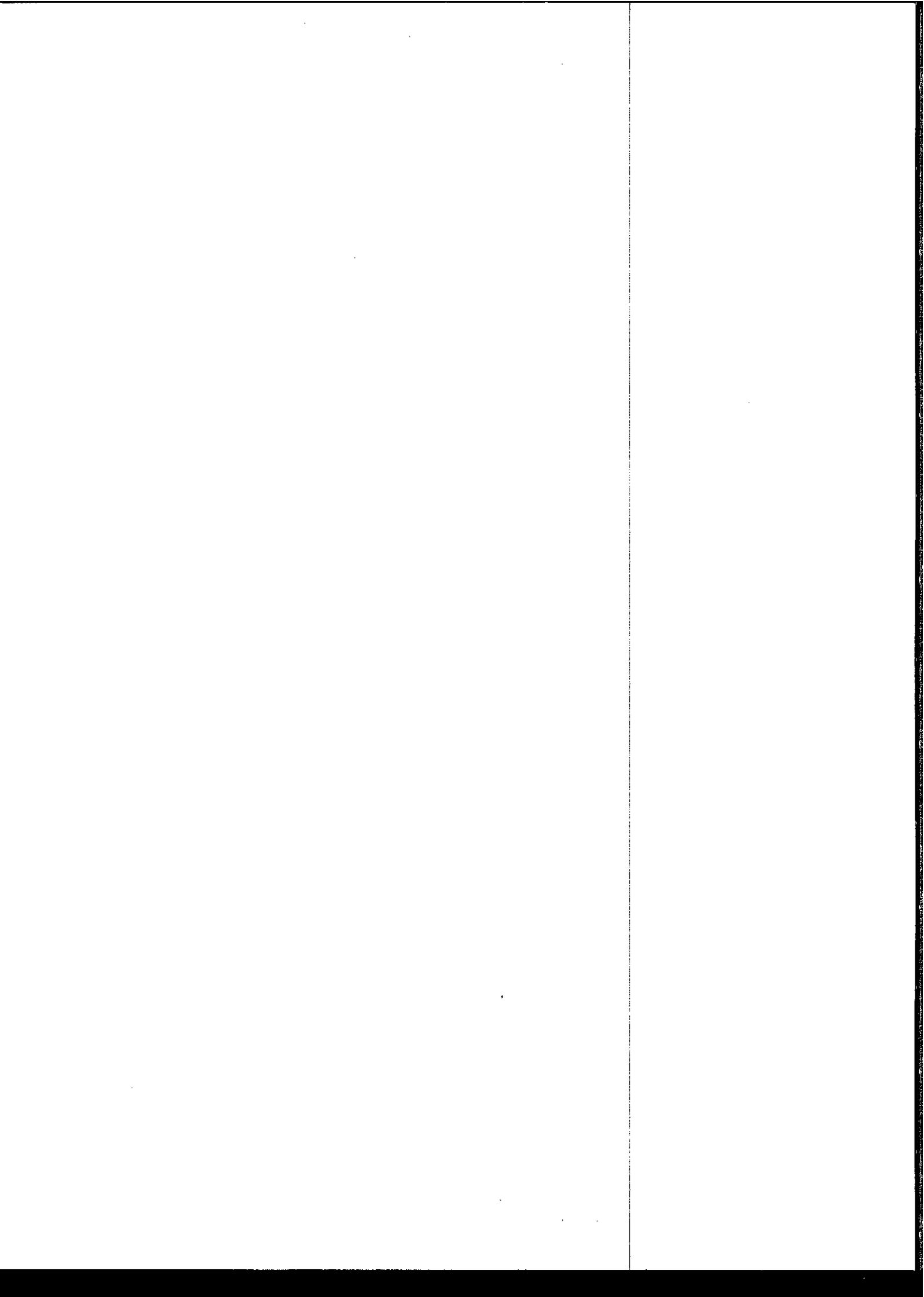




Proyecto a ser financiado con recursos del Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR

RESOLUCIÓN DEL DIRECTORIO DE UTE R 07.- 782

sh
P.N.
[Signature]



//tevideo, 14 de junio de 2007.

R 07.-782

VISTO el expediente EX07007248, en el que se procesara el Convenio Interinstitucional que de acuerdo a lo aprobado por R 07.-373 de 29-03-07 fuera suscrito el 30 de marzo de 2007 entre la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE), la Corporación Nacional para el Desarrollo (CND) y la Administración Nacional de Telecomunicaciones (ANTEL); -----

CONSIDERANDO: I) Que el Acuerdo Marco sobre Complementación Energética Regional entre los Estados Miembros del MERCOSUR, suscrito el 9 de diciembre de 2005 y el Acuerdo Marco de Interconexión Energética suscrito entre la República Oriental del Uruguay y la República Federativa de Brasil el 16 de marzo de 2006, habilitan la integración energética de ambos países mediante la construcción de una interconexión de gran porte entre la localidad de San Carlos en la República Oriental del Uruguay y la región de Candiota en la República Federativa de Brasil;-----

II) Que el proyecto de interconexión aludido permitiría fortalecer el sistema eléctrico uruguayo por la vía de diversificar el acceso a las fuentes de abastecimiento de la región y el abaratamiento de los costos resultantes de nuevas modalidades de negocios; -----

III) Que dados los objetivos planteados, se torna necesario promover el aprovechamiento de la experiencia y los recursos que UTE y CND pueden aportar al proyecto, optimizando los resultados del mismo; -----

CONSIDERANDO: I) Que a efectos de concretar los objetivos señalados precedentemente se estima conveniente promover la asociación de esta Administración con la Corporación Nacional para el Desarrollo, constituyéndose así una nueva persona jurídica responsable de llevar adelante la construcción y gestión de una Estación Conversora de Frecuencia de por lo menos 500 kV, 50 Hz / 525 kV, 60 Hz de 500 MW, a ser instalada en las cercanías de la ciudad de Melo (Uruguay) y una línea aérea de 525 kV de aproximadamente 100 kilómetros de longitud que unirá la nueva estación de 500/230 kV Candiota (Brasil), con la Estación Conversora de Melo; -----

II) Que el objeto social comprenderá la realización de todas las acciones necesarias, entre las que se encuentran obtener la financiación para la construcción y gestión de las obras referidas, así como la de todos los negocios conexos a dicha actividad y, además, la prestación de los servicios de conversión de ciclos y transporte de energía en las instalaciones que conforman la interconexión; -----

RE078207-17772-1/4



//...

-2-

R 07.-782

14-06-07

III) Que los estudios técnicos demuestran la factibilidad del proyecto de interconexión a encararse por la Sociedad (Evaluación Económica del Proyecto de Interconexión de 500MW Uruguay-Brasil de la Gerencia de Planificación de Inversiones y Medio Ambiente); -----

IV) Que en sendos dictámenes de esta misma fecha de la Asesoría Legal y Notarial y de la Asesoría Técnico Jurídica se indican las normas que informan la asociación a constituir; -----

V) Que el artículo 4° del Decreto Ley 15.031 de 4 de julio de 1980, en la redacción dada por el artículo 22 de la Ley 16.832 de 17 de junio de 1997, posibilita a UTE el cumplimiento de sus cometidos en territorio nacional mediante la vinculación contractual accidental o permanente con entidades públicas o privadas nacionales o extranjeras, cumpliendo con las disposiciones constitucionales y legales vigentes en materia de contratación estatal; -----

VI) Que la misma disposición legal confirió a UTE la autorización a que refieren los incisos finales del artículo 188 de la Constitución de la República para que, con el previo consentimiento del Poder Ejecutivo, participe en empresas de capital mixto, público o privado, siempre que las mismas tengan por objeto principal la instalación de nuevas plantas generadoras o la realización de nuevas líneas de transporte, ampliando el sistema de transmisión para interconectarse con los países de la región; -----

VII) Que la Corporación Nacional para el Desarrollo es una persona jurídica de derecho público no estatal, tal como surge de la Ley N° 15.785, por lo cual resulta de aplicación lo dispuesto en el artículo 33 del Texto Ordenado de Contabilidad y Administración Financiera (TOCAF), numeral 3°, literal A) en tanto habilita la contratación directa o por el procedimiento que el ordenador determine por razones de buena administración entre organismos o dependencias del Estado o con personas públicas no estatales; -----

VIII) Que con esta misma fecha el Sr. Gerente General informa extensamente en cuanto al proyecto en cuestión, destacando los beneficios que aparejarían las obras comprendidas y, en particular, la interconexión en 500 kV con Brasil, así como la modalidad de implementación sugerida respecto a la Sociedad que se propone constituir con la Corporación Nacional para el Desarrollo; -----

...//

RE078207-17772-2/4



//...

-3-

R 07.-782

14-06-07

ATENTO a lo que establece el artículo 4° literal a) del Decreto-Ley 15.031 de 04-07-80 en la redacción dada por el artículo 22 de la Ley 16.832 de 17-06-97 y artículo 7° de la Ley 17.292 de 25-01-01, así como la Ordenanza N° 78 del Tribunal de Cuentas de 25-04-01 que establece que esa Corporación controlará todo proyecto de asociación con entidades públicas o privadas nacionales o extranjeras y la creación de sociedades comerciales con participación estatal, -----

EL DIRECTORIO DE UTE RESUELVE: -----

-- 1°.- Aprobar la participación de UTE en la constitución de una sociedad anónima con la Corporación Nacional para el Desarrollo, cuyo objeto principal será la construcción y gestión de una Estación Conversora de Frecuencia de por lo menos 500 kV, 50 HZ / 525 kV, 60 Hz de 500 MW, a ser instalada en las cercanías de la ciudad de Melo (Uruguay) y una línea aérea de 525 kV de aproximadamente 100 kilómetros de longitud que unirá la nueva estación de 500/230 kV Candiota (Brasil), con la Estación Conversora de Melo. -----

-- 2°.- Aprobar el proyecto de Estatuto Social que se agrega a la presente resolución. -----

-- 3°.- Aprobar la integración de \$ 950.000.000 (pesos uruguayos novecientos cincuenta millones) en carácter de aporte para la constitución del capital social. -----

-- 4°.- Disponer que en su oportunidad la Asesoría Técnico Jurídica realice las gestiones para obtener la inscripción de la Sociedad Anónima de que tratan estos obrados. -----

-- 5°.- Oficiar al Ministerio de Industria, Energía y Minería remitiéndole las actuaciones a los efectos previstos en los artículos 4°, literal a) del decreto Ley 15.031 de 4 de julio de 1980 y 7° de la Ley 17.292 de 25 de enero de 2001.- -----

-- 6.- Oficiar al Tribunal de Cuentas conforme a las previsiones de su Ordenanza N° 78, remitiéndole para su intervención el proyecto de asociación. -----

...//



RE078207-17772-3/4



//...

-4-

R 07.-782

14-06-07

Cumplase por Secretaría General lo dispuesto en los numerales 5° y 6;
hecho siga a sus efectos a la Asesoría Técnico Jurídica. -----
RE078207

Ing. Beno Ruchansky
Presidente

Dr. Jorge J. Fachola
Secretario General

NOTA N° 77754
M.I.E.M.

NOTA N° 77755
TRIBUNAL DE CUENTAS

RE078207-17772-4/4

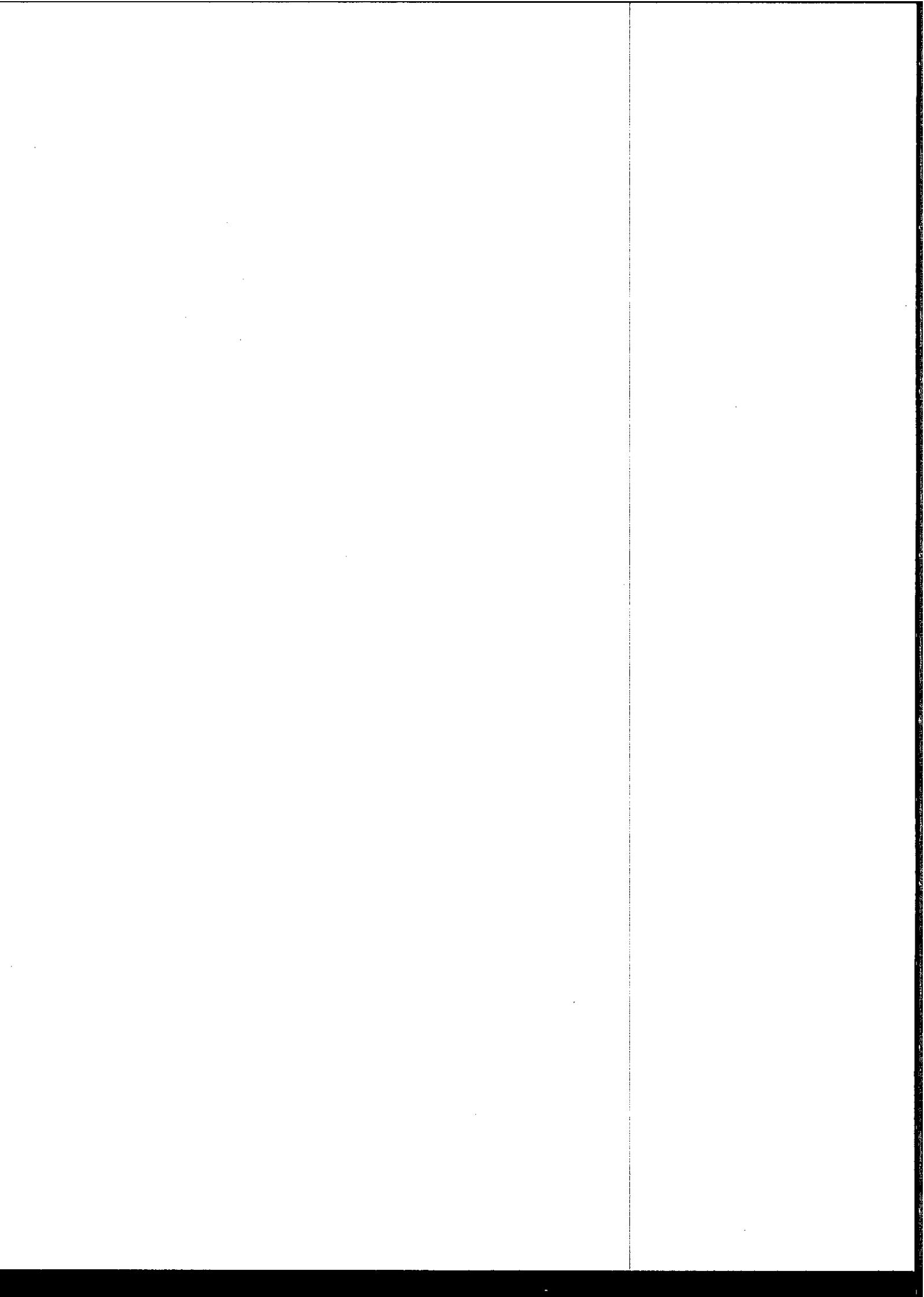




Proyecto a ser financiado con recursos del Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR

OFICIO AL MINISTERIO DE INDUSTRIA ENERGÍA Y MINERÍA DEL 21.06.07

[Handwritten signature]
F.M.





Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas
Montevideo - Uruguay

Montevideo, 21 de junio de 2007

Señor Ministro de Industria, Energía y Minería,
don JORGE LEPRÁ.
S/D

Nº 7775-

De nuestra mayor consideración:

Cumplenos remitir actuaciones relacionadas con la futura constitución de una sociedad anónima integrada por esta Administración y por la Corporación Nacional para el Desarrollo. Dicha participación fue aprobada por el Directorio de UTE en Sesión del 14 de junio ppdo., por resolución Nº 07.-782.

El objeto principal de dicha Sociedad será la construcción y gestión de una Estación Conversora de Frecuencia de por lo menos 500 kV, 50 HZ / 525 kV, 60 Hz de 500 MW, a ser instalada en las cercanías de la ciudad de Melo (Uruguay) y una línea aérea de 525 kV de aproximadamente 100 kilómetros de longitud que unirá la nueva estación de 500/230 kV Candiota (Brasil), con la Estación Conversora de Melo.

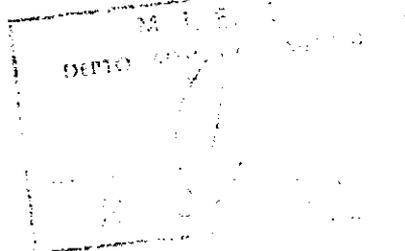
En la oportunidad, de acuerdo a lo establecido en el artículo 4º, literal a) del Decreto Ley Nº 15.031 de 4 de julio de 1980, en la redacción dada por el artículo 22 de la Ley Nº 16.832 de 17 de junio de 1992, y el artículo 7º de la Ley Nº 17.292 de 29 de enero de 2001, requerimos la intervención del Sr. Ministro a efectos de lograr la autorización correspondiente del Poder Ejecutivo.

Sin otro particular, saludan a Ud. muy

atentamente,
EX07007248
RE078207

Dr. Jorge J. Fachola
Secretario General

Ing. Eeno Ruchansky
Presidente





Proyecto a ser financiado con recursos del Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR

**INFORME JURÍDICO DEL MINISTERIO DE
INDUSTRIA ENERGÍA Y MINERÍA DEL
26.06.07.**



REPUBLICA ORIENTAL DEL URUGUAY
MINISTERIO DE INDUSTRIA, ENERGIA Y MINERIA

ASESORÍA JURÍDICA.

Montevideo, 26 de Junio de 2007.

Sr. Director de Asesoría Jurídica,

Las presentes actuaciones constan de la remisión efectuada por la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas, de los antecedentes puestos a consideración del Poder Ejecutivo mediante nuestro intermedio, a efectos de recabar el consentimiento a que refiere el literal a) del artículo 4º del Decreto – Ley 15.031 de 4 de Julio de 1980, en la redacción dada por el artículo 22 de la Ley 16.832 de 12 de junio de 1997, relativo al proyecto de sociedad a constituirse entre la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas y la Corporación Nacional para el Desarrollo.

En memorandum de fecha 14 de junio de 2007 del Gerente General de Asesoría Técnica Jurídica de UTE dirigida al Sr. Gerente General de dicho ente; en lo que tiene que ver con los aspectos jurídicos de dicho proyecto expresa que UTE y la CND tienen competencia para constituirse en sociedad conforme al artículo 4º del Decreto – Ley 15.031 ya referido.

Efectivamente la norma premencionada admite la posibilidad de asociación aludida afirmando que "...se le confiere la autorización a que refieren los incisos finales del artículo 188 de la Constitución de la República para que, con el previo consentimiento del Poder Ejecutivo, participe en empresas de capital mixto".

Por su parte el penúltimo inciso del artículo 188 de la Constitución de la República expresa: "la ley, por mayoría absoluta del total de componentes de cada Cámara, autorizará en cada caso esa participación, asegurando la intervención del Estado en la dirección de la empresa". En tal sentido conforme al Proyecto de Sociedad Anónima que luce a fojas 28 y siguientes de obrados en su Artículo 23 se expresa que "La presidencia del Directorio" estará a cargo de U.T.E. exclusivamente.

Además conforme a lo establecido en el artículo 7º de la Ley 17292 de 25 de enero de 2001 la sociedad a constituirse deberá contar con un órgano de contralor interno



integrado por sus representantes y en forma proporcional a su participación. Lo cual se dio cumplimiento en el Artículo 29 del premencionado proyecto, "Comisión Fiscal".

En virtud de lo expresado se sugiere proceder a la autorización respectiva.

Saluda atentamente,



Dra. Ana Goñi

Asesor Letrado.



Proyecto a ser financiado con recursos del Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR

INFORME JURÍDICO DEL MINISTERIO DE INDUSTRIA ENERGÍA Y MINERÍA DEL 05.07.07

Handwritten signature
F.N.
Handwritten signature



REPUBLICA ORIENTAL DEL URUGUAY
MINISTERIO DE INDUSTRIA, ENERGIA Y MINERIA

Montevideo, 5 de julio de 2007.-

ADMINISTRACION NACIONAL DE USINAS Y TRASMISIONES ELECTRICAS

Para su conocimiento y demás efectos remito adjunto a la presente copia de la Resolución por la cual se autoriza a la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas a constituir una sociedad anónima con la Corporación Nacional para el Desarrollo, cuyo objeto principal es construir y gestionar una estación convertora de frecuencia .-

Saludo a usted atentamente.-

It.-


BEATRIZ GUTIERREZ
DIRECTOR DE DEPARTAMENTO

SECRETARIA DE ESTADO

SIRVASE CITAR

77454/07





Proyecto a ser financiado con recursos del Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR

INFORME JURÍDICO DEL MINISTERIO DE INDUSTRIA ENERGÍA Y MINERÍA DEL 09.07.07

[Handwritten signatures]
P.O.



REPUBLICA ORIENTAL DEL URUGUAY
MINISTERIO DE INDUSTRIA, ENERGIA Y MINERIA

Montevideo, 5 de julio de 2007.-

ADMINISTRACION NACIONAL DE USINAS Y TRASMISIONES ELECTRICAS

Para su conocimiento y demás efectos remito adjunto a la presente copia de la Resolución por la cual se autoriza a la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas a constituir una sociedad anónima con la Corporación Nacional para el Desarrollo, cuyo objeto principal es construir y gestionar una estación convertora de frecuencia .-

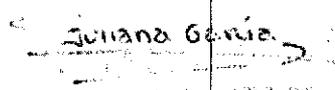
Saludo a usted atentamente.-

It.-


BEATRIZ GUTIERREZ
DIRECTOR DE DEPARTAMENTO

Montevideo, 09 de julio de 2007

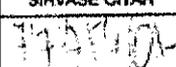
En el día de la fecha, me notifico de la Resolución de fecha 02 de julio del corriente


Juliana García



M. I. E. M.

SECRETARIA DE ESTADO

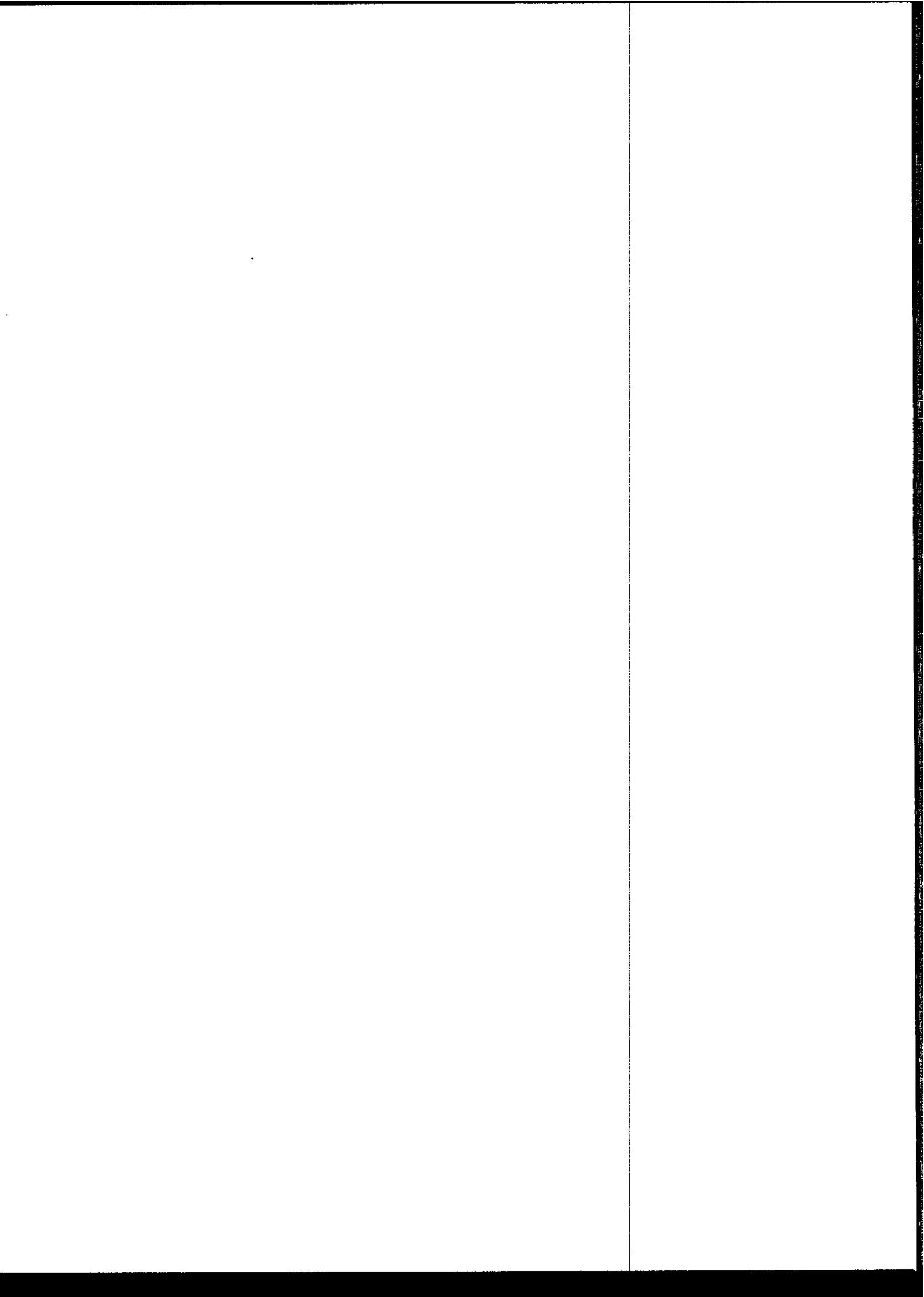
SIRVASE CITAR




Proyecto a ser financiado con recursos del Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR

RESOLUCIÓN DEL PRESIDENTE DEL DIRECTORIO DE UTE RP 07.- 8 DEL 11.07.07

Sh
P.M.
J
M



Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas
Directorio

Serie Ce 063629

ACTA HOJA N°.....

Montevideo, 11 de julio de 2007.-

RP 07.-8

VISTO que por R 07.-782 de 14 de junio de 2007 se aprobó la participación de UTE en la constitución de una sociedad anónima con la Corporación Nacional para el Desarrollo cuyo objeto principal será la construcción y gestión de una Estación Convertora de Frecuencia de por lo menos 500 kV, 50 HZ / 525 kV, 60 Hz de 500 MW, a ser instalada en las cercanías de la ciudad de Melo (Uruguay) y una línea aérea de 525 kV de aproximadamente 100 kilómetros de longitud que unirá la nueva estación de 500/230 kV Candiota (Brasil), con la Estación Convertora de Melo;-----

RESULTANDO: I) Que por la misma resolución se aprobó el proyecto de Estatuto Social así como la integración de \$ 950.000.000 (pesos uruguayos novecientos cincuenta millones) en carácter de aporte para la constitución del capital social;-----

II) Que por Resolución de fecha 2 de julio de 2007 el Poder Ejecutivo autorizó a la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas a constituir la sociedad referida;-----

CONSIDERANDO: I) Que de acuerdo a lo dispuesto en el art. 280 de la Ley de Sociedades Comerciales N° 16.060, los socios fundadores tienen la obligación de integrar el 25 % del capital social, suscribiendo lo que reste hasta llegar al 50 %;-----

II) Que, cuando los importes se integren en efectivo, el art. 281 de la norma legal citada establece que los mismos deberán depositarse en una institución bancaria en una cuenta a nombre de la sociedad en formación, bajo el rubro "Cuenta integración de capital";-----

III) Que la Corporación Nacional para el Desarrollo ha manifestado su intención de aportar como capital inicial la suma de \$ 6.240.000 (pesos uruguayos seis millones doscientos cuarenta mil), por lo que corresponderá a UTE efectuar el depósito de \$ 243.760.000 (pesos uruguayos doscientos cuarenta y tres millones setecientos sesenta mil) para completar el 25% requerido por ley;-----

IV) Que, en consecuencia, es necesario modificar el Estatuto Social de modo que el mismo refleje el aporte que cada socio efectúa en esta etapa; y-----

ATENTO a lo dispuesto por el artículo 17, literal c) del decreto del Poder Ejecutivo N° 469/980 de 3 de setiembre de 1980, Reglamento General de la Ley Orgánica de UTE,-----

...//

//...

-2-

RP 07.-8 11-07-07

EL PRESIDENTE DE U.T.E. RESUELVE:-----

-- 1°.- Aprobar las modificaciones al artículo 33 del Estatuto Social que regirá la sociedad anónima a constituirse entre UTE y la Corporación Nacional para el Desarrollo, cuyo objeto principal será la construcción y gestión de una Estación Convertora de Frecuencia de por lo menos 500 kV, 50 HZ / 525 kV, 60 Hz de 500 MW, a ser instalada en las cercanías de la ciudad de Melo (Uruguay) y una línea aérea de 525 kV de aproximadamente 100 kilómetros de longitud que unirá la nueva estación de 500/230 kV Candiota (Brasil), con la Estación Convertora de Melo, según texto que forma parte de la presente resolución.-----

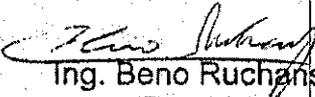
-- 2°.- Aprobar la apertura de una cuenta en el Banco de la República Oriental del Uruguay denominada "Interconexión del Sur Sociedad Anónima- Cuenta integración de capital."-----

-- 3°.- Aprobar el depósito de \$ 243.760.000 (pesos uruguayos doscientos cuarenta y tres millones setecientos sesenta mil) en la cuenta mencionada ut supra.-----

-- 4°.- Dése cuenta a Directorio en la sesión inmediata siguiente-----

Pase a sus efectos a la Gerencia Asesoría Legal y Notarial.-----
EX07007248


Esc. Elías Carro
Pro-Secretario General a/c


Ing. Beno Ruchansky
Presidente

Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas
Directorio

Serie Ce 063628

ACTA HOJA Nº.....

//...

-3-

RP 07.-8 11-07-07

A N E X O

Artículo 33°. Disposiciones Especiales. Los socios fundadores a efectos de integrar el capital social realizan en efectivo los siguientes aportes:

UTE aporta \$ 243.760.000

CND aporta \$ 6.240.000

Manteniendo los mismos porcentajes de integración, UTE y CND suscriben lo que resta hasta completar el 50 % del capital social.

La Sociedad podrá actuar desde la fecha utilizando el aditamento "en formación". Los Socios Fundadores en forma conjunta, y hasta el nombramiento del primer Directorio, tendrán las facultades del Directorio y podrán ejercerlas en la forma legalmente prevista.

A efectos de la tramitación de la aprobación de estatutos, los Socios Fundadores tendrán, en forma conjunta, las más amplias facultades para contestar y levantar observaciones, incluso allanándose a las mismas, pudiendo a esos fines, modificar o proponer redacciones sustitutivas al texto del estatuto. Asimismo, con las mismas e idénticas facultades, quedan autorizados para actuar, en forma indistinta, los Dres. José Alem, Ethel Ramón y Blanca Casas.

Los firmantes solicitan a la Escribana actuante la certificación de sus firmas.

Handwritten signatures and initials on the left side of the page.

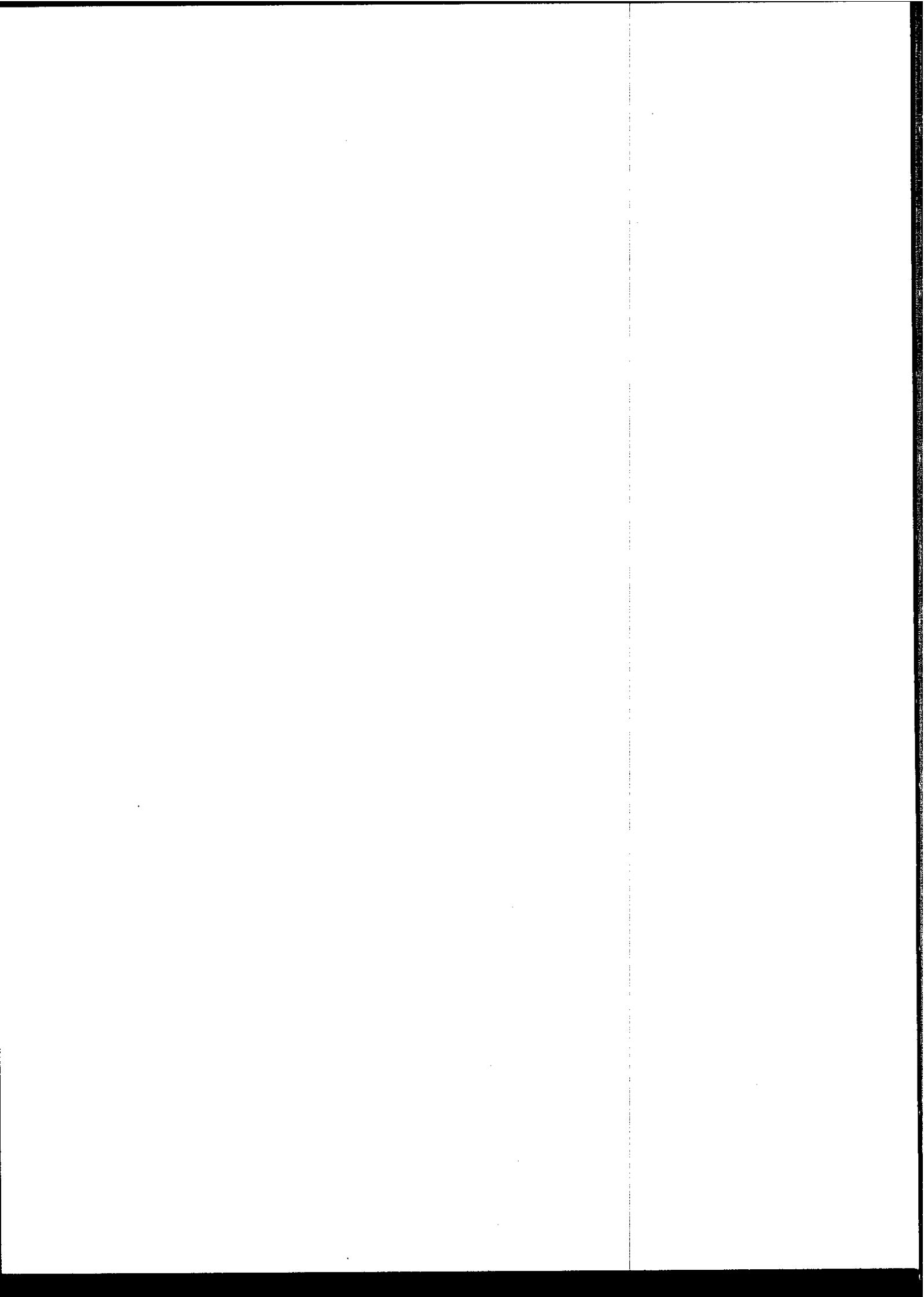
Handwritten signature on the right side of the text.



Proyecto a ser financiado con recursos del Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR

DECRETO DEL PODER EJECUTIVO DEL 02.07.07.

AD
Se
F.M.
JJ



Energética suscrito entre la República Oriental del Uruguay y la República Federativa de Brasil el 16 de marzo de 2006, que habilita la integración energética de ambos países mediante la construcción de una interconexión de gran porte entre la localidad de San Carlos y la región de Candiota;-----

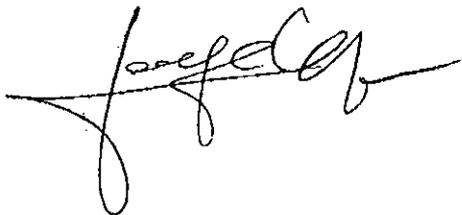
ATENCIÓN: a lo expuesto, lo previsto por el art. 188 de la Constitución de la República y lo informado por la Asesoría Jurídica;-----

EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA

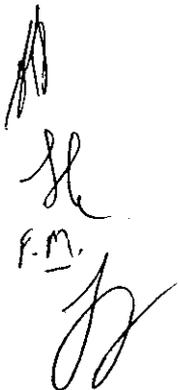
RESUELVE:

1º.- Autorízase a la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) a constituir una sociedad anónima con la Corporación Nacional para el Desarrollo, cuyo objeto principal es construir y gestionar una estación convertora de frecuencia de por lo menos 500 kV, 50 Hz / 525 kV, 60 Hz de 500 MW, a ser instalada en las cercanías de la ciudad de Melo (Uruguay) y una línea aérea de 525 kV de aproximadamente 100 kilómetros de longitud, que unirá la nueva estación de 500 / 230 kV Candiota (Brasil), con la estación convertora de Melo.-----

2º.- Comuníquese, notifíquese, etc.-----



Dr. Tabaré Vázquez
Presidente de la República



F.M.



Proyecto a ser financiado con recursos del Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR

LEY 14.694



*Denominada Decreto-Ley por Ley Nº 15.738

Ley Nº 14.694*

LEY NACIONAL DE ELECTRICIDAD

SE APRUEBA

El Consejo de Estado ha aprobado el siguiente

PROYECTO DE LEY

Artículo 1º.- Quedan sujetas a las disposiciones de la presente ley, las actividades de la industria eléctrica que comprenden la generación, transformación, transmisión, distribución, exportación, importación y comercialización de la energía eléctrica.

Artículo 2º.- A los efectos de esta ley, las actividades de la industria eléctrica precedentemente enumeradas, tendrán el carácter de servicio público en cuanto se destinen total o parcialmente a terceros en forma regular y permanente.

Artículo 3º.- Las actividades de la industria eléctrica, según se enumeran en el artículo 1º, cuando tengan el carácter de servicio público, estarán sometidas al control técnico y económico del Poder Ejecutivo.

Quienes ejerzan actividades de la industria eléctrica que no constituyan servicio público de electricidad según se lo ha definido en el artículo 2º, deberán ajustarse a las normas técnicas que dicte la autoridad competente.

Artículo 4º.- Corresponde al Poder Ejecutivo todo lo relacionado con la formulación y contralor de la política en materia de energía eléctrica y especialmente, lo relativo a las autorizaciones necesarias para el aprovechamiento y conservación de las fuentes primarias a ser utilizadas en la producción de energía eléctrica.

Artículo 5º.- Las interconexiones eléctricas internacionales, así como los respectivos contratos de compra-venta e intercambio de energía eléctrica, deberán ser aprobados por el Poder Ejecutivo.

Artículo 6º.- La Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (U.T.E.), tendrá por cometido, realizar las actividades que constituyen "servicio público de electricidad" de acuerdo con el artículo 2º.

En el caso que medie resolución expresa del Poder Ejecutivo y previa opinión de U.T.E., el suministro del servicio podrá otorgarse en régimen de concesión a otras empresas eléctricas, las cuales tendrán exclusividad en el área geográfica que se les asigne.

Las centrales de generación y sus líneas de transmisión correspondientes, ubicadas dentro del territorio nacional y que se integren al sistema interconectado de U.T.E., serán operadas y mantenidas por ésta, quedando excluidas aquellas centrales y sus líneas que sean explotadas y administradas por organismos internacionales, en virtud de convenios de ese carácter celebrados por el país.

Artículo 7º.- Los suministradores del servicio público de electricidad, estarán obligados a:

- A) Abastecer las necesidades del mercado a su cargo en forma segura y eficiente, al menor costo posible;
- B) Suministrar energía a todo el que la solicite dentro del área geográfica asignada, con sujeción a las normas vigentes y en su caso, de acuerdo con los contratos de concesión que se celebren;
- C) Mantener la continuidad, regularidad y calidad del servicio.

Artículo 8º.- Cuando el Poder Ejecutivo lo considere conveniente para la mejor explotación del sistema, los suministradores del servicio público de electricidad que a su vez sean generadores de energía, deberán interconectar sus instalaciones.

Las condiciones técnicas y económicas de dichas interconexiones, deberán ser aprobadas por el Poder Ejecutivo.

Artículo 9º.- El Poder Ejecutivo, con los asesoramientos pertinentes, establecerá los grandes lineamientos y la orientación que tienda a obtener los intercambios óptimos de energía eléctrica entre las entidades que concurran al abastecimiento del mercado.

Artículo 10.- Créase un Despacho Nacional de Cargas operado por U.T.E., cuya función será efectuar los intercambios de energía eléctrica entre las entidades que concurran al abastecimiento del mercado.

Artículo 11.- A los efectos legales, es suscriptor de un suministrador del servicio público de electricidad, la persona natural o jurídica que ha firmado un contrato o una solicitud de abastecimiento y recibe la provisión de energía eléctrica correspondiente.

Artículo 12.- Ningún suscriptor podrá abastecer a tercero, mediante derivaciones de sus instalaciones.

Artículo 13.- Los ingresos por venta de energía, deberán ser suficientes para mantener una buena calidad de servicio y ampliar las instalaciones para atender el crecimiento del mercado.

Artículo 14.- Las tarifas aplicables para la venta de energía eléctrica a terceros por los suministradores del servicio público de electricidad, serán dispuestas por el Poder Ejecutivo en todos los casos, previa opinión de U.T.E. y de las empresas concesionarias.

Artículo 15.- A fin de que la estructura tarifaria refleje los costos que los suscriptores originan, ellos serán agrupados y clasificados según sus modalidades de consumo.

Las escalas tarifarias serán unificadas para cada grupo de suscriptores clasificados según el párrafo anterior en el área geográfica que se asigne a cada suministrador del servicio público.

Dentro de cada modalidad de consumo, no serán tenidos en cuenta para la determinación de las tarifas, el carácter social o jurídico del suscriptor, como tampoco el destino final que dé a la energía que consume.

Artículo 16.- La energía vendida a terceros, debe ser medida y facturada de acuerdo a la potencia y al consumo aplicando a tal efecto las tarifas dispuestas por el Poder Ejecutivo, según el artículo 14.

Artículo 17.- El sistema eléctrico de cada suministrador del servicio público, es propiedad exclusiva del mismo hasta el medidor o limitador inclusive y, por lo tanto, sólo a él corresponde su instalación, operación y mantenimiento.

Artículo 18.- Ningún importe que el suscriptor deba pagar para contribuir a la ampliación del sistema eléctrico del suministrador, generará derecho de propiedad por parte de aquél sobre los equipos y materiales que constituyan la ampliación realizada, quedando siempre éstos de propiedad del suministrador.

Sin perjuicio de lo antedicho, el Poder Ejecutivo dispondrá el reembolso al suscriptor, de las cantidades aportadas para ampliación del sistema eléctrico, determinando las condiciones, forma y plazos.

Artículo 19.- El suministrador del servicio público, efectuará la facturación en forma periódica.

La falta de pago en término de la factura por suministro, dará derecho al suministrador, a suspender el servicio al suscriptor, sin perjuicio de la iniciación de las acciones judiciales pertinentes.

Artículo 20.- Los suministradores del servicio público de electricidad, deberán llevar su contabilidad, según el plan de cuentas y las normas que establezca el Poder Ejecutivo, para posibilitar el contralor económico-financiero de su gestión.

Artículo 21.- El alumbrado público de ciudades, villas, pueblos y centros poblados, será efectuado por las Intendencias Municipales, quienes serán responsables de su instalación y mantenimiento.

El suministrador del servicio público de electricidad, queda obligado únicamente a proveer a dichas Intendencias Municipales, la energía eléctrica necesaria para su buen funcionamiento.

Artículo 22.- El suministrador del servicio público de electricidad, cobrará la energía para el alumbrado público, en la forma y en el tiempo que establezca la reglamentación.

Artículo 23.- Declárase de utilidad pública, la expropiación de los bienes que se consideran necesarios para el cumplimiento de los objetivos de esta ley. El Poder Ejecutivo hará uso de esta declaración genérica, por sí mismo o a solicitud del suministrador del servicio público de electricidad, en cuanto lo estime pertinente, designando en cada caso los bienes, así como la persona u órgano que tendrá facultad para promover los procedimientos judiciales correspondientes.

Artículo 24.- Los edificios sobre cuyos frentes sea necesario pasar o fijar líneas de distribución de energía eléctrica, quedan sujetos a la servidumbre respectiva con carácter gratuito.

Los bienes de dominio o uso público, ya sean de carácter nacional o municipal, y los terrenos particulares existentes en zonas no edificadas, quedan sujetos a la servidumbre respectiva con carácter gratuito en cuanto sea necesario para la ejecución de las obras de instalación, puesta en funcionamiento, mantenimiento de líneas áreas y subterráneas y su permanencia en el espacio o subsuelo.

Artículo 25.- Las obras a que se refiere el artículo anterior, deberán ser ejecutadas de manera de prevenir todo peligro para las personas y las cosas, evitando perjuicios a la propiedad y conciliando con los derechos del propietario. En todo caso se dejará a salvo la acción por daños y perjuicios.

En caso de retirarse las instalaciones de que se trata, se deberá reponer la propiedad a su primitivo estado. Las instalaciones de los suministradores del servicio público de electricidad, deberán observar, en lo pertinente, las disposiciones de las Intendencias Municipales.

Artículo 26.- La propiedad inmueble que resulte afectada por la construcción, vigilancia y servicios de las líneas de trasmisión, así como sus complementos y ampliaciones, queda sujeta a las servidumbres y régimen legal establecido por el decreto-ley 10.383, de 13 de febrero de 1943, en lo pertinente. El suministrador del servicio público, ejercerá la titularidad de los derechos y obligaciones allí establecidos.

Artículo 27.- Las instalaciones requeridas para la utilización de la energía eléctrica en el interior de los inmuebles públicos o particulares, deberán ser efectuadas por cuenta de los suscriptores, por personas o empresas idóneas que autoricen las Intendencias Municipales. Los instaladores autorizados, deberán ajustarse a las normas técnicas y reglamentos que regulen la materia, debiendo cumplir con las normas de seguridad que apruebe el Poder Ejecutivo.

Artículo 28.- La aplicación de los artículos 15, 16, 18, 21 y 27, se hará dentro de los plazos que en cada caso establezca el Poder Ejecutivo, previa opinión de la U.T.E. y en cuanto corresponda, de las Intendencias Municipales.

Artículo 29.- Quedan derogadas todas las disposiciones legales que se opongan a la presente ley.

Artículo 30.- Comuníquese, etc.

Sala de Sesiones del Consejo de Estado, en Montevideo, a 23 de agosto de 1977.

HAMLET REYES,
Presidente.
Nelson Simonetti,
Secretario.

MINISTERIO DE INDUSTRIA Y ENERGIA
MINISTERIO DE ECONOMIA Y FINANZAS

Montevideo, 1° de setiembre de 1977.

Cumplase, acúsese recibo, comuníquese, publíquese e insértese en el Registro Nacional de Leyes y Decretos.

APARICIO MENDEZ.
LUIS. H. MEYER.
VALENTIN ARISMENDI.

Montevideo, Uruguay. Poder Legislativo.



Proyecto a ser financiado con recursos del Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR

LEY 15.031



*Denominada Decreto-Ley por Ley Nº 15.738

Ley Nº 15.031*

ADMINISTRACION NACIONAL DE USINAS Y TRASMISIONES ELECTRICAS

SE APRUEBA LA LEY ORGANICA

El Consejo de Estado ha aprobado el siguiente

PROYECTO DE LEY

CAPITULO I

De la denominación, personería y domicilio

Artículo 1º.- La Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) creada por ley 4.273, de 21 de octubre de 1912 y cuya denominación actual estableció la ley 14.235, de 25 de julio de 1974, es persona de derecho público interno, con el grado de autonomía técnica determinada por las normas de rango constitucional relativas a los entes descentralizados del dominio industrial y comercial del Estado y por la presente Ley Orgánica.

Artículo 2º.- Su domicilio estará ubicado en la capital de la República, sin perjuicio de los domicilios especiales establecidos o que pudieren establecerse.

CAPITULO II

Cometidos

Artículo 3º.- La Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas tendrá por cometido la prestación del servicio público de electricidad, de acuerdo con las previsiones de la Ley Nacional de Electricidad (ley 14.694, de 1º de setiembre de 1977).

En consecuencia, le corresponde el planeamiento, estudio, proyección y realización de las obras necesarias para el eficaz cumplimiento de dicho servicio público.

CAPITULO III

Competencia

Artículo 4º.- Para el cumplimiento de sus cometidos le compete:

- A) La generación, transformación, trasmisión, distribución, exportación, importación y comercialización de la energía eléctrica, en cuanto se destinen total o parcialmente a terceros en forma regular y permanente;
- B) El suministro de energía eléctrica a quien lo solicite, de acuerdo con las reglamentaciones pertinentes;
- C) La compra o venta de energía eléctrica de acuerdo con los convenios de interconexión internacional existentes o que se firmen en el futuro, previa aprobación del Poder Ejecutivo;
- D) La ejecución por sí o por empresas o personas que contrate, de todas las obras e instalaciones requeridas para la prestación del servicio de energía eléctrica, de acuerdo con las reglamentaciones vigentes o que se dicten;

- E) La compra o venta de energía eléctrica a organismos interestatales en que sea parte la República Oriental del Uruguay;
- F) La participación en toda elaboración de planes o proyectos que se refieran o tengan incidencia en el sistema eléctrico nacional;
- G) La operación del Despacho Nacional de Cargas de acuerdo con lo que preceptúa la Ley Nacional de Electricidad;
- H) La adquisición y enajenación por cualquier título de bienes muebles, inmuebles, instalaciones y toda clase de derechos, incluso reales, así como realizar todas las operaciones industriales, actos y contratos, relacionados con su objeto.

CAPITULO IV

De la dirección

Artículo 5º.- La dirección del servicio, formulación de los reglamentos internos, nombramientos y destitución del personal, que será amovible, corresponderán al Directorio. Será competencia de éste, igualmente, proyectar los objetivos y metas, los reglamentos orgánicos y comunes, así como el presupuesto.

El Directorio estará compuesto por tres miembros designados por el Poder Ejecutivo, determinando expresamente quiénes serán presidente y vicepresidente.

Se tendrá principalmente en cuenta para su designación sus antecedentes en el sector público, en la conducción empresarial y en el sector eléctrico.

Serán retribuidos con remuneraciones mensuales o dietas en su caso, en atención a la naturaleza de sus funciones.

Artículo 6º.- Los miembros del Directorio están dispensados de las responsabilidades que establecen los artículos 193, 197 y 198 de la Constitución de la República en los siguientes casos:

- A) Los ausentes en la sesión en que se adoptó la resolución y de la sesión en que se hubiera dado lectura y prestado aprobación al acta respectiva;
- B) Los que sin haber concurrido a la sesión en que se adoptó la resolución, hubieran estado presente al darse lectura al acta y formularan impugnación o dejasen constancia de su disconformidad;
- C) Los que habiendo concurrido a la sesión en que se adoptó resolución, hubieran hecho constar en actas su disentimiento y el fundamento que lo motivó.

Cuando esos pedidos de constancia se produzcan, el presidente del Directorio estará obligado a dar cuenta del hecho dentro de las veinticuatro horas al Poder Ejecutivo.

Asimismo, el Directorio remitirá quincenalmente al Poder Ejecutivo testimonio de las actas de las sesiones, una vez aprobadas y copias de sus resoluciones.

Artículo 7º.- Compete al presidente como jefe ejecutivo del organismo, o a quien lo sustituya legalmente, en cumplimiento de las resoluciones emanadas del Directorio, representar, dirigir, coordinar y controlar la marcha general de la institución. Para ello, podrá ordenar todos los actos necesarios a la administración de la misma, salvo los que sean de competencia privativa del Directorio conforme a las normas de rango constitucional para los entes descentralizados del dominio industrial y comercial del Estado, a esta Ley Orgánica y a su Reglamento General.

Artículo 8º.- El Directorio o el presidente en su caso, podrán delegar en jerarquías subalternas las respectivas facultades necesarias para el eficaz funcionamiento del organismo.

Artículo 9º.- Habrá un gerente general, quien dependerá en forma inmediata del presidente y cuyo cometido principal será la superintendencia de la administración total del ente de acuerdo a las reglamentaciones y actos que dicten el Directorio o el presidente.

Artículo 10.- Sin perjuicio de las incompatibilidades que establece la Constitución de la República, no podrán ser miembros del Directorio:

- A) Los que no sean ciudadanos naturales o legales con cinco años como mínimo, de ejercicio de la ciudadanía;
- B) Los menores de veinticinco años;
- C) Los que se hallan en estado de quiebra o suspensión de pagos;
- D) Los que hayan sido condenados judicialmente por delito tipificado por ley penal, excepto cuando se trate de delitos culposos.

Artículo 11.- Los miembros del Directorio y el gerente general no podrán durante el ejercicio de sus funciones prestar, como particulares, servicios al instituto, ni hacer, por sí o por interpuesta persona, contrato alguno con el mismo, ni gestionar ante él negocios propios o ajenos, salvo cuando se les entablen acciones por el instituto o se trate de reclamos contra ellos, sus cónyuges o sus hijos menores, por el cobro de adeudos al organismo.

Tampoco podrán intervenir en caso alguno en negocios que hubieren conocido o adelantado durante el desempeño de sus funciones o por razón de sus cargos.

No alcanzan las incompatibilidades de que trata el presente artículo al uso que se haga de los bienes o servicios que la entidad ofrezca al público bajo condiciones comunes a todos los que los soliciten.

Artículo 12.- Quienes tengan vinculación profesional con miembros del Directorio o con el gerente general, o sean sus consocios, están asimismo inhabilitados para celebrar los actos y contratos prohibidos a aquéllos.

CAPITULO V

Patrimonio

Artículo 13.- El patrimonio de la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas está constituido:

- A) Por los bienes inmuebles, muebles y semovientes, y los derechos reales y personales que por institución de la ley 4.273, de 21 de octubre de 1912, ampliatorias o complementarias, o por haber sido adquiridos por el ente son de su propiedad;
- B) Por los bienes y derechos que adquiera o se le destinen como persona jurídica de derecho público;
- C) Por herencias, legados y donaciones.

CAPITULO VI

Tarifas y recursos

Artículo 14.- Por los servicios que presta, la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas propondrá al Poder Ejecutivo para su fijación sus tarifas, tasas y contribuciones.

La formulación de las mismas deberá ser realizada sobre la base de la metodología que el Poder Ejecutivo establezca.

Artículo 15.- Además del precio del suministro de los servicios a su cargo, constituyen recurso de la institución:

- A) La renta de los bienes de su patrimonio y el producido de su venta;
- B) Todo otro ingreso que se prevea legalmente o que provenga de hechos, actos y operaciones que generan crédito o beneficios para el organismo.

Artículo 16.- La Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas podrá operar en todo el sistema bancario nacional. En lo que respecta a préstamos deberá atenerse a principios de sana conducción financiera y a las directivas del Poder Ejecutivo en la materia. Asimismo, a los efectos del mantenimiento del valor, podrá adquirir valores públicos y efectuar depósitos bancarios con fondos de aplicación diferida.

Podrá igualmente contraer empréstitos u otro tipo de obligaciones en moneda extranjera, o en moneda de cuenta con organismos internacionales, estados extranjeros o sus agencias, bancos y otros organismos financieros extranjeros, de

acuerdo a las directivas que establezca el Poder Ejecutivo.

CAPITULO VII

Exoneraciones y garantías

Artículo 17.- La Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas queda exonerada del pago de toda clase de impuestos, tasas y contribuciones, nacionales o municipales, creados o por crearse, salvo los que graven a las importaciones.

En el caso del Impuesto al Valor Agregado, del Impuesto a la Renta de la industria y el Comercio y del Impuesto Específico Interno en cuanto grava la primera enajenación de energía eléctrica, la presente exoneración operará cuando así lo determine el Poder Ejecutivo.

Sin perjuicio de lo dispuesto en los párrafos precedentes, la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas tendrá igualmente la obligación formal de presentar en tiempo y forma las declaraciones juradas fiscales que corresponda, incluyendo el total de las operaciones gravadas y las exoneradas en cada oportunidad.

Artículo 18.- Siempre que así lo resuelva el Poder Ejecutivo las importaciones que realice la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas podrán quedar exoneradas en su totalidad de recargos, consignaciones, impuestos y adicionales de aduanas, proventos portuarios, tasas, comprendidas las consulares y cualesquiera otros tributos creados o por crearse sobre transacciones internacionales.

El Poder Ejecutivo queda facultado para otorgar dichas exoneraciones en la medida que ellas no afecten la industria nacional conforme a las normas legales y reglamentarias vigentes.

Lo establecido en este artículo no deroga el régimen especial previsto por la ley 14.871, de 26 de marzo de 1979.

Artículo 19.- La Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas podrá despachar sus materiales importados, inmediatamente de llegados a puertos o receptorías de aduanas, por el régimen de expediente aduanero, debiéndose realizar las regularizaciones, inclusive la transferencia, con posterioridad y dentro de un plazo de noventa días.

Artículo 20.- Todas las rentas y bienes de la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas garantizan con sujeción a las leyes, el pago de las obligaciones que contraiga. En defecto de ello, responde subsidiariamente el Estado.

CAPITULO VIII

Presupuesto y contratación

Artículo 21.- El presupuesto anual será elaborado de acuerdo con las disposiciones constitucionales vigentes y estructurado según las normas que el ente, dada su especialización, dictará y someterá a la aprobación del Poder Ejecutivo.

Artículo 22.- Dentro de los límites de las asignaciones presupuestales, son ordenadores primarios de gastos e inversiones el Directorio, el presidente y el gerente general en caso de delegación.

El presidente reglamentará las competencias de los ordenadores secundarios de gastos e inversiones.

Artículo 23.- La Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas contratará utilizando el procedimiento de licitación pública. No obstante, previa autorización fundada del Poder Ejecutivo, podrá contratar por licitación restringida o concurso de precios o realizar compras directas.

Artículo 24.- Comuníquese, etc.

Sala de Sesiones del Consejo de Estado, en Montevideo, a 24 de junio de 1980.

HAMLET REYES,
Presidente.
Nelson Simonetti,
Julio A. Waller,
Secretarios.

MINISTERIO DE INDUSTRIA Y ENERGIA
MINISTERIO DE RELACIONES EXTERIORES
MINISTERIO DE ECONOMIA Y FINANZAS
MINISTERIO DE TRANSPORTE Y OBRAS PUBLICAS
MINISTERIO DE TRABAJO Y SEGURIDAD SOCIAL
MINISTERIO DE JUSTICIA

Montevideo, 4 de julio de 1980.

Cúmplase, acúsesse recibo, comuníquese, publíquese e insértese en el Registro Nacional de Leyes y Decretos

APARICIO MENDEZ.
FRANCISCO D. TOURREILLES.
JULIO C. LUPINACCI.
VALENTIN ARISMENDI.
EDUARDO J. SAMPSON.
CARLOS A. MAESO.
FERNANDO BAYARDO BENGEOA.

Montevideo. Uruguay. Poder Legislativo.

Handwritten signatures and initials in the bottom left corner, including a large signature, the initials 'F.M.', and another signature.



Proyecto a ser financiado con recursos del Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR

LEY 16.832



Ley N° 16.832

ACTUALIZACION DEL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL Y CREACION DE LA UNIDAD REGULADORA DE LA ENERGIA ELECTRICA - UREE

SUSTITUYESE EL ARTICULO 2° DEL DECRETO-LEY 14.694, ESTABLECIENDO UN NUEVO MARCO REGULATORIO LEGAL PARA EL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL Y SE CREA LA UNIDAD EJECUTORA, QUE DEPENDERA DIRECTAMENTE DEL PODER EJECUTIVO

El Senado y la Cámara de Representantes de la República Oriental del Uruguay, reunidos en Asamblea General,

DECRETAN:

CAPITULO I

Libertad de generación

Artículo 1°.- Sustitúyese el artículo 2° del decreto-ley N° 14.694, de 1° de setiembre de 1997, por el siguiente:

"ARTICULO 2°.- A los efectos de esta ley, las actividades de transmisión, transformación y distribución precedentemente mencionadas, tendrán el carácter de servicio público en cuanto se destinen total o parcialmente a terceros en forma regular y permanente, quedando excepcionada la actividad de generación. Esta podrá realizarse por cualquier agente, inclusive para su comercialización total o parcial a terceros en forma regular y permanente, siempre que en este último caso lo realice a través del Despacho Nacional de Cargas y de acuerdo con las normas del mercado mayorista de energía eléctrica".

CAPITULO II

Administración del mercado eléctrico

Artículo 2°.- Créase la unidad ejecutora Unidad Reguladora de la Energía Eléctrica, que dependerá directamente del Poder Ejecutivo. La misma estará dirigida por una Comisión integrada por tres miembros designados por el Poder Ejecutivo.

Artículo 3°.- Dicha unidad tendrá como cometidos:

- 1) Controlar el cumplimiento de la presente ley y su reglamentación.
- 2) Dictar reglamentos en materia de seguridad y calidad de los servicios prestados, de los materiales y de los dispositivos eléctricos a utilizar.
- 3) Dictar normas y procedimientos técnicos de medición y facturación de los consumos de control; y uso de medidores e interruptores y reconexión de suministros.
- 4) Asesorar al Poder Ejecutivo:
 - A) En materia de otorgamiento de concesiones, permisos, autorizaciones relativas a actividades del sector eléctrico, así como lo relacionado al seguimiento de los convenios que celebren los agentes del mercado.
 - B) En la fijación de tarifas de venta de energía eléctrica a terceros por parte de los suministradores del servicio

público de electricidad.

- 5) Constituir por sorteo el Tribunal Arbitral que dirimirá los conflictos que se susciten por la participación de los agentes. A tales efectos se procederá a que cada parte designe un árbitro y éstos, de común acuerdo, al tercero. No mediando este acuerdo lo designará la Unidad Reguladora de la Energía Eléctrica. Igual procederá cuando una de las partes incurra en mora de designar su árbitro.
- 6) Cumplir con todas aquellas funciones que le encomiende al Poder Ejecutivo.

Artículo 4º.- Créase la Administración del Mercado Eléctrico (ADME), como persona pública no estatal, con el cometido de administrar el mercado mayorista de energía eléctrica.

Artículo 5º.- La Dirección de la Administración del Mercado Eléctrico estará a cargo de un Directorio integrado por cinco miembros. Serán designados: uno por el Poder Ejecutivo -que lo presidirá-, uno por la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas, uno por la Delegación Uruguaya de la Comisión Técnica Mixta de Salto Grande y los otros dos representarán a los demás agentes del mercado. El Poder Ejecutivo reglamentará el procedimiento para la selección de los restantes integrantes del Directorio y la toma de decisiones.

El Directorio estará integrado por cuatro miembros hasta que se instalen en el país generadores privados con una potencia de al menos 100 Mw. En caso de empate el voto de su Presidente decidirá la votación.

Los miembros del Directorio no percibirán remuneración alguna con cargo a la Administración del Mercado Eléctrico.

La reglamentación del Poder Ejecutivo preverá un sistema de arbitraje y las circunstancias en las que podrán ocurrir a él los agentes del mercado mayorista de energía eléctrica.

Artículo 6º.- Sustitúyese el artículo 10 del decreto-ley N° 14.694, de 1º de setiembre de 1997, por el siguiente:

"ARTICULO 10.- Créase el Despacho Nacional de Cargas que será operado y administrado por la Administración del Mercado Eléctrico de acuerdo con lo que establezca la ley y la reglamentación".

Artículo 7º.- El Poder Ejecutivo establecerá las normas a las que se ajustará el Despacho Nacional de Cargas para el cumplimiento de sus funciones de despacho técnico del Sistema Interconectado Nacional, las que deberán garantizar la transparencia, razonabilidad y equidad de su resoluciones, contemplando los siguientes principios:

- A) Permitir la ejecución de los contratos libremente pactados entre las partes, entendiendo por tales a los generadores, distribuidores y grandes consumidores.
- B) Despachar la demanda requerida, teniendo en cuenta la optimización del Sistema Interconectado Nacional, en base al reconocimiento de precios de energía y potencia según los criterios y valores que se establecen en la presente ley.

Los agentes del mercado mayorista de energía eléctrica deberán comprometerse explícitamente a aceptar dichos criterios y valores para tener derecho a suministrar o recibir energía eléctrica no pactada libremente entre las partes.

Artículo 8º.- El Poder Ejecutivo establecerá las normas de despacho económico que aplicará el Despacho Nacional de Cargas para las transacciones de energía y potencia, a que se hace referencia en el literal B) del artículo 7º.

Artículo 9º.- El Poder Ejecutivo podrá disponer que la Administración del Mercado Eléctrico arriende a la administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas los servicios de despacho del Sistema Interconectado Nacional.

Alternativamente, la Administración del Mercado Eléctrico podrá adquirir a la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas los bienes que integran el Despacho Nacional de Cargas que se entiendan necesarios para su funcionamiento. El precio y la forma de pago del mismo se acordarán entre ambas partes.

El Poder Ejecutivo podrá adelantar a la Administración del Mercado Eléctrico los fondos requeridos para la adquisición a que refiere el presente artículo, los que serán reintegrados por ésta con el producido de la tasa que se crea por el artículo siguiente.

Artículo 10.- El presupuesto de retribuciones personales e inversiones de la Administración del Mercado Eléctrico deberá ser aprobado por el Poder Ejecutivo, previo informe de la Oficina de Planeamiento y Presupuesto, y será financiado con el producido de la tasa que se aplicará en ocasión de las transacciones que se ejecuten a través del Sistema Interconectado Nacional.

Créase la Tasa del Despacho Nacional de Cargas que se devengará por cada transacción que se ejecute a través del Sistema Interconectado Nacional. Serán sujetos pasivos los agentes del mercado mayorista de energía eléctrica que defina la reglamentación y serán agentes de retención o percepción los que el Poder Ejecutivo designe. La suma de las tasas no podrá superar el 2,5% (dos con cinco por ciento) del monto total del suministro, exportación o tránsito, y será recaudada por la Administración del Mercado Eléctrico en base a liquidaciones conforme lo exija la reglamentación. El Poder Ejecutivo fijará el monto de la tasa y dispondrá de la totalidad del producido de la misma, debiendo destinarlo exclusivamente a la financiación del presupuesto aprobado de la Administración del Mercado Eléctrico y al cumplimiento de la obligación de ésta que surge de lo establecido en el artículo anterior. En caso de registrarse excedentes, éstos serán volcados a disminuir el importe de esta tasa.

CAPITULO III

Mercado mayorista de energía eléctrica

Artículo 11.- Créase un mercado mayorista de energía eléctrica que funcionará en las etapas de generación y de consumo, con uso compartido del sistema de transmisión y régimen de libre acceso y de competencia para el suministro a los distribuidores y grandes consumidores.

Serán agentes del mercado mayorista de energía eléctrica los generadores, transmisores, distribuidores y grandes consumidores. La reglamentación establecerá los requisitos de potencia, energía y demás parámetros técnicos que debe cumplir en cliente final para ser considerado gran consumidor.

Los generadores podrán celebrar contratos de suministros directamente con distribuidores y grandes consumidores.

Dichos contratos serán libremente negociados entre las partes. Estas disposiciones son de aplicación para la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas, por ser también generador y distribuidor de energía eléctrica.

Artículo 12.- Los transmisores y los distribuidores están obligados a permitir el acceso no discriminado de terceros a la capacidad de transporte de energía eléctrica de sus sistemas que no este comprometida para suministrar la demanda contratada, en las condiciones acordadas por las partes y de acuerdo con la presente ley y la reglamentación.

Artículo 13.- A condición de reciprocidad, el Poder Ejecutivo podrá dictar la regulación aplicable a los contratos internacionales entre empresas de derecho público o privado, incluyendo el derecho a la utilización de las instalaciones existentes de transmisión y distribución de energía eléctrica, en los términos que establezca la reglamentación y con las tarifas máximas fijadas conforme al Capítulo siguiente.

Artículo 14.- Los transmisores y los distribuidores deberán cumplir con las especificaciones mínimas de calidad para la electricidad que se coloque en sus sistemas, según determine la reglamentación.

CAPITULO IV

Régimen tarifario

Artículo 15.- El Poder Ejecutivo, en la forma prevista en el artículo 14 del decreto-ley N° 14.694, de 1° de setiembre de 1977, podrá fijar tarifas máximas para cada tipo de actividad de la industria eléctrica. A tales efectos deberá requerir a las empresas que realicen más de una de las actividades de la industria eléctrica que presenten resultados económicos de gestión separados de las actividades de generación, transmisión y distribución, según las normas que al efecto establezca.

Artículo 16.- Los generadores recibirán su remuneración en función de la energía y potencia vendida en el mercado mayorista de energía eléctrica, calculada a partir de los valores netos entregados. Deberán además pagar o cobrar, según corresponda, por los otros servicios que reciban o presten en el sistema.

Artículo 17.- Las tarifas máximas que percibirán transmisores y distribuidores por el uso de sus respectivas redes por parte de terceros, aprobadas conforme a lo dispuesto por el artículo 13, deberán cubrir los costos operativos directos del servicio, incluyendo la amortización de los bienes de uso afectados al mismo, así como una utilidad razonable.

Artículo 18.- Las tarifas aplicables para la venta de energía eléctrica a terceros por los distribuidores del servicio público de electricidad serán fijadas por el Poder Ejecutivo de acuerdo con las normas correspondientes.

CAPITULO V

Del servicio público de electricidad

Artículo 19.- El servicio público de electricidad es el suministro regular y permanente de energía eléctrica para uso colectivo, efectuado mediante redes de distribución, en una zona de servicio y destinada al consumo de los suscriptores.

La zona de servicio de distribución es el área geográfica en que la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas actúa como distribuidor, de acuerdo con lo dispuesto en el decreto-ley N° 14.694, de 1° de setiembre de 1977.

Artículo 20.- Ningún suscriptor tendrá derecho a repetir contra el distribuidor por los importes que haya debido abonar por concepto de ampliación del sistema eléctrico de aquél.

En el caso de los concesionarios, las obras y mejoras realizadas al cese de la prestación pasarán a ser propiedad del Estado.

Artículo 21.- Sustitúyese el artículo 12 del decreto-ley N° 14.694, de 1° de setiembre de 1977, por el siguiente:

"ARTICULO 12.- Ningún suscriptor podrá abastecer a terceros mediante derivaciones de sus instalaciones sin autorización del distribuidor.

Dicha autorización será irrevocable aun para futuros concesionarios"

CAPITULO VI

Cometidos de la Administración Nacional de Usinas

y Trasmisiones Eléctricas

Artículo 22.- Sustitúyense los literales A), H), J) y K) del artículo 4° del decreto-ley N° 15.031, de 4 de julio de 1980, en las redacciones dadas por el artículo 27 de la Ley N° 16.211, de 1° de octubre de 1991, y por los artículos 265 y 266 de la Ley N° 16.462, de 11 de enero 1994, por los siguientes;

"A) Generar, transformar, transmitir, distribuir, exportar, importar y comercializar la energía eléctrica en las formas y condiciones establecidas por la presente ley. Para el cumplimiento de tales fines en el territorio nacional podrá, en forma accidental o permanente, vincularse contractualmente con entidades públicas o privadas, nacionales o extranjeras, cumpliendo con las disposiciones constitucionales y legales vigentes en materia de contratación estatal.

Sin perjuicio de lo establecido en el párrafo anterior, se le confiere la autorización a que refieren los incisos finales del artículo 188 de la Constitución de la República para que, con el previo consentimiento del Poder Ejecutivo, participe en empresas de capital mixto, público o privado, siempre que las mismas tengan por objeto principal la instalación de nuevas plantas generadoras o la realización de nuevas líneas de transporte, ampliando el sistema de transmisión para interconectarse con los países de la región.

Los procedimientos deberán asegurar la publicidad e igualdad de trato a los oferentes y la decisión del organismo se fundará en un estudio de factibilidad de la inversión resultante.

Deberá asegurarse contractualmente la participación de los representantes del Estado en los respectivos directorios".

"H) Disponer de sus bienes muebles, inmuebles, instalaciones y toda clase de derechos de su propiedad, incluyendo la enajenación, adquisición por cualquier título, arrendamiento y constitución de toda clase de derechos, aun los reales, a todos los efectos relacionados con sus cometidos".

"J) Prestar servicios de asesoramiento y asistencia técnica en las áreas de su especialidad y anexas, tanto en el territorio de la República como en el exterior.

A tales fines podrá asociarse en forma accidental o permanente con otras entidades públicas o privadas, nacionales o extranjeras, así como contratar o subcontratar con ellas la complementación de sus tareas.

En las áreas de su especialidad como en las anexas podrá, asimismo, prestar servicios".

"K) Con la aprobación del Poder Ejecutivo, participar fuera de fronteras en las diversas etapas de la generación,

transformación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica, así como en las actividades anexas para el cumplimiento de las anteriormente descritas, excluyendo aquellas que constituyeran actividades asignadas como monopolio a otros Entes del Estado, directamente o asociadas con empresas públicas o privadas, nacionales o extranjeras.

Se considerarán también comprendidas en esta competencia todas las actividades, negocios y contrataciones necesarias para el cumplimiento de sus cometidos, con autorización del Poder Ejecutivo".

Artículo 23.- Sustitúyese el artículo 3º del decreto-ley N° 15.031, de 4 de julio de 1980, por el siguiente:

"ARTICULO 3º.- La Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas tendrá por cometido la prestación del servicio público de electricidad de acuerdo con las previsiones del decreto-ley N° 14.694, de 1º de setiembre de 1977, y modificativas.

También tendrá por cometidos la realización de cualquiera de las actividades de la industria eléctrica".

CAPITULO VII

Disposiciones generales

Artículo 24.- Si el propietario del inmueble gravado por una servidumbre impuesta en favor de una línea de conducción eléctrica, legalmente constituida conforme a lo dispuesto por la presente ley y por el decreto-ley N° 10.383, de 13 de febrero de 1943, negare la entrada del mismo al personal encargado de ejecutar las tareas encaminadas a hacerla efectiva, el suministrador del servicio público de electricidad solicitará al Juez de Paz competente la orden para ingresar al inmueble gravado a fin de hacer efectiva la servidumbre.

El suministrador del servicio público de electricidad deberá acreditar en su solicitud:

- A) La legitimidad invocada.
- B) El decreto del Poder Ejecutivo que determina las servidumbres a constituirse.
- C) La resolución del suministrador del servicio público de electricidad que designa a los predios afectados por servidumbres.
- D) La constancia que la referida resolución fue debidamente notificada conforme a lo dispuesto por la Ley N° 9.722, de 10 de noviembre de 1937.
- E) Los planos parcelarios de la línea a construir debidamente inscritos en la Dirección General del Catastro Nacional y Administración de Inmuebles del Estado.

Artículo 25.- Una vez presentada la solicitud de ingreso, con los recaudos mencionados en el artículo anterior, la Sede deberá disponer sin más trámite el ingreso al predio para que el suministrador del servicio público de electricidad haga efectiva la servidumbre, cometiéndose al Alguacil, quien podrá recurrir al auxilio de la fuerza pública para el cumplimiento de dicha medida. En todo caso quedará a salvo la acción por daños y perjuicios, conforme a lo dispuesto por el artículo 2º del decreto-ley N° 10.383, de 13 de febrero de 1943.

Artículo 26.- Exclúyese a la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas de la aplicación de lo dispuesto por el inciso segundo del artículo 3º del decreto-ley N° 14.950, de 9 de noviembre de 1979, quedando facultada a fijar la tasa de interés aplicable, la que no podrá exceder los máximos legales.

Artículo 27.- Prohíbese el uso de energía de origen nuclear en el territorio nacional. Ningún agente del mercado mayorista de energía eléctrica podrá realizar contratos de abastecimiento de energía eléctrica con generadores nucleares ni con generadores extranjeros cuyas plantas contaminen el territorio nacional.

Sala de Sesiones de la Cámara de Senadores, en Montevideo, a 10 de junio de 1997.

HUGO BATALLA,

Presidente.
Mario Farachio,
Secretario.

MINISTERIO DE INDUSTRIA, ENERGIA Y MINERIA

Montevideo, 17 de junio de 1997.

Cúmplase, acútese recibo, comuníquese, publíquese e insértese en el Registro Nacional de Leyes y Decretos.

SANGUINETTI.
JULIO HERRERA.

▶▶▶ Trámite Parlamentario

Montevideo, Uruguay. Poder Legislativo.



Proyecto a ser financiado con recursos del Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR

ESTATUTOS DE ISUR S.A.

Sh
F.O.
J

TESTIMONIO

Cn N° 776201

0073:

Esc. SONIA TOUROP CASTELLI
COORDINADORA
NEGOCIOS EXTERIOR
G. NOTARIAL UTE

ESC. SONIA MAEL - SONIA CASTELLI - 00254

ACTA.- En la Ciudad de Montevideo, el once de julio de dos mil siete, se reúnen **POR UNA PARTE:** La Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (en adelante UTE), representada por el Presidente de su Directorio Ing. Beno Ruchansky y su Gerente General Sr. Carlos Pombo, constituyendo domicilio en la calle Paraguay 2431, 9° Piso **Y POR OTRA PARTE:** La Corporación Nacional para el Desarrollo (en adelante CND) representada por el Presidente y Vicepresidente de su Directorio Sr. Alvaro García y Sr. Juan Arturo Echevarría, respectivamente, constituyendo domicilio en la calle Rincón N° 528, Piso 7°, quienes resuelven constituir una sociedad anónima al amparo de lo acordado en el Convenio Interinstitucional de fecha 30 de marzo del año 2007.

ANTECEDENTES: 1) El Acuerdo Marco sobre Complementación Energética Regional entre los Estados Miembros del MERCOSUR, suscrito el 9 de diciembre de 2005 y el Acuerdo Marco de Interconexión Energética suscrito entre la República Oriental del Uruguay y la República Federativa de Brasil el 16 de marzo de 2006, habilitan la integración energética de ambos países mediante la construcción de una interconexión de gran porte entre la localidad de San Carlos en la República Oriental del Uruguay y la región de Candiota en la República Federativa de Brasil.

El proyecto de interconexión aludido permitiría fortalecer el sistema eléctrico uruguayo por la vía de diversificar el acceso a las fuentes de abastecimiento de la región y el abaratamiento de los costos resultantes de nuevas modalidades de negocios, a la vez que concretar otros proyectos

de interes nacional cuya ejecución es compatible con las instalaciones a construir.

ii) Dado los objetivos planteados, UTE y CND asumieron la necesidad de promover el aprovechamiento de la experiencia y los recursos que cada una puede aportar al proyecto, a efectos de optimizar los resultados del mismo.

iii) UTE se encuentra autorizada a asociarse con capitales públicos o privados para la instalación de nuevas plantas generadoras o la realización de nuevas líneas de transporte, ampliando el sistema de transmisión para interconectarse con los países de la región (literal A) del art. 4º de su Ley Orgánica Decreto-Ley Nº 15.031 del 4/7/80, en la redacción dada por la Ley del Marco Regulatorio del Sistema Eléctrico Nacional Nº 16.832 del 17.07.97)

iv) La CND tiene entre los cometidos que le asigna la Ley Nº 15.785 de 4 de diciembre de 1985 (Art. 11º): a) favorecer la creación de empresas participando total o parcialmente en su capital (lit. B); b) colaborar en la ejecución de las políticas económicas sectoriales, mediante la promoción de la inversión de capitales en sectores empresariales prioritarios (lit. C); c) preparar proyectos concretos de inversión (lit. D); d) fomentar la incorporación de tecnología (lit. E); e) contribuir a la expansión del mercado de valores, favorecer la creación de empresas por acciones (lit. F).

Para cumplir con ello, dicha Ley le confiere entre otros, los siguientes poderes jurídicos (Art. 12º): a) constituir acciones por empresas (lit. D); b) emitir y colocar acciones, obligaciones, bonos y cualquier clase de títulos en el país o en el extranjero, así como mantenerlos en custodia o administrarlos por cuenta de terceros (lit. E); c) adquirir administraciones...

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



Cn N° 776202

BOHIA LEURON CASTELLI
COORDINADORA
NEGOCIOS EXTERIOR
S. G. NOTARIAL - U.T.E. 2

ENC. MONTEVIDEO, 1999 - 2008 - 2010

mantener en cartera, acciones, obligaciones, títulos, valores, créditos
bienes en general de empresas privadas (lit. F); d) gestionar, en el exterior
en el mercado interno, créditos y aportes de capital para empresas
vinculadas a la Corporación, con preferencia para proyectos de inversión (lit.
H); e) contratar préstamos en el país y en el exterior (lit. I); f) adquirir, gravar
y enajenar, toda clase de bienes (lit. K); g) celebrar todos los actos civiles
comerciales, dictar los actos de administración interna, celebrar los contratos
y realizar las operaciones materiales inherentes a sus poderes generales de
administración, con arreglo a los cometidos y dentro del giro que
preceptivamente le asigna esta ley (lit. M).

v) Dado los antecedentes referenciados y al amparo de las disposiciones
legales citadas, las instituciones comparecientes constituyen una sociedad
anónima que se regirá por los siguientes estatutos, y por las leyes aplicables
a la materia

CAPITULO I

DENOMINACION, DOMICILIO, PLAZO, OBJETO.

Artículo 1º. Denominación. Con la denominación de " Interconexión del S
Sociedad Anónima", se constituye una sociedad anónima que se regirá por
estos estatutos y por las normas jurídicas aplicables a este tipo social

Artículo 2º. Domicilio. La Sociedad tendrá su domicilio en la ciudad
Montevideo, y podrá tener domicilios especiales y todo tipo de ramificación
dentro o fuera del país.

Artículo 3º. Plazo. La duración de la sociedad será de noventa y nueve (99)
años a partir de la fecha de celebración del contrato constitutivo.

Artículo 4º. Objeto. La Sociedad tendrá por objeto la realización de todas las actividades necesarias para:

- A) La construcción de una Estación Convertora de Frecuencia en 500 kV, 50 HZ / 525 kV, 60 Hz, a ser instalada en las cercanías de la ciudad de Melo (Uruguay) y una línea aérea de 525 kV de aproximadamente 100 kilómetros de longitud que unirá la nueva estación de 525/230 kV Candiota (Brasil), con la Estación Convertora de Melo, y su gestión, así como el arrendamiento de sus instalaciones a la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas.
- B) La prestación de los servicios de conversión de ciclos y transporte de energía en las instalaciones que conforman la interconexión, celebrando con UTE un contrato de transporte en firme, cuyo plazo de duración no será inferior al período de pago de la inversión requerida.
- C) La participación, constitución o adquisición de empresas que operen en los ramos del objeto social.
- D) La adquisición, incluida la importación, de los bienes e insumos necesarios para las obras descritas en el literal A).-

CAPITULO II

CAPITAL SOCIAL Y ACCIONES

Artículo 5º. Capital y acciones. El capital social formado con títulos de una misma acciones de \$ 25.000 (pesos uruguayos veinticinco mil) cada una, será de \$ 1.000.000.000 (pesos uruguayos mil millones).-

Por Asamblea Extraordinaria de accionistas se podrá aumentar el capital contratando, sin necesidad de conformidad administrativa, con el objeto de

Nº 16.060, con la redacción dada por el art. 5º de la Ley 17.243 de 29 de junio de 2000)

La Asamblea podrá delegar en el Directorio o en el Administrador en su caso, la época de emisión, la forma y condiciones de pago.

Artículo 6º. Acciones. Las acciones serán nominativas y ordinarias.

Cada acción dará derecho a un voto.

Artículo 7º. Trasmisibilidad de las acciones. El accionista que se propone enajenar sus acciones, lo comunicará al Directorio indicando cantidades de acciones a vender, precio de venta y el nombre de la persona física o jurídica interesada en comprar, por telegrama colacionado con aviso de retorno u otro medio fehaciente. El Directorio lo hará saber a los restantes accionistas en un plazo no mayor de quince (15) días corridos.

El derecho de preferencia deberá ser ejercido por los accionistas dentro de un plazo de treinta (30) días corridos a contar del día siguiente en que recibieren la comunicación del Directorio. Si ningún accionista manifiesta interés, el oferente podrá enajenar al tercero individualizado en su comunicación.

CAPITULO III

ASAMBLEAS

Artículo 8º. Asambleas de accionistas. Las asambleas de accionistas estarán constituidas por éstos, reunidos en la sede social o en otro lugar de la ciudad de Montevideo. Sus resoluciones en los asuntos de su competencia, obligarán a todos los accionistas, aún disidentes y ausentes cuando hayan sido adoptadas conforme a la ley y al presente estatuto, deberán ser cumplidas por el órgano de administración.

podrán realizarse simultáneamente, pudiendo fijarse la Asamblea en segunda convocatoria para el mismo día, una hora después.

Artículo 16º. Asamblea unánime. La Asamblea podrá celebrarse sin publicación de la convocatoria cuando se reúnan accionistas que representen la totalidad del capital integrado.

Artículo 17º. Registro de Acciones. Para asistir a las asambleas los accionistas deberán tener sus acciones inscritas en el Libro de Registro de Acciones y solicitar la inscripción de dichas acciones para la asamblea específica. La Sociedad le entregará un comprobante que servirá para que el accionista participe en la Asamblea. El registro de accionistas se abrirá diez (10) días hábiles antes de las asambleas, y se cerrará al iniciarse el acto.

Artículo 18º. Actuación por mandatario. Los accionistas podrán hacerse representar en las asambleas. Será suficiente el otorgamiento del mandato en instrumento privado, con la firma certificada notarialmente. Podrá ser otorgado mediante simple carta poder sin firma certificada, telegrama colacionado, cable, telex o fax, cuando sea especial para una asamblea. No podrán ser mandatarios los Administradores, Directores, integrantes de la Comisión Fiscal, gerentes y demás empleados de la Sociedad

Artículo 19º. Presidencia de la Asamblea. Las Asambleas serán presididas por el Presidente del Directorio o su reemplazante, y en su defecto, por la persona que designe la Asamblea. El Presidente de la Asamblea será asistido por un secretario designado por los accionistas asistentes.

Artículo 20º. Asamblea Ordinaria. Quórum. La Asamblea Ordinaria se constituirá en primera convocatoria con la presencia de accionistas que representen la mitad más uno de las acciones con derecho a voto. En

SH
P.D.
[Handwritten signature]

segunda convocatoria, la Asamblea se considerará constituida, cualquiera sea el número de accionistas presentes.

Artículo 21°. Asamblea Extraordinaria. Quórum. La Asamblea Extraordinaria se reunirá en primera convocatoria con la presencia de accionistas que representen el setenta y cinco por ciento (75%) de las acciones con derecho a voto.

En segunda convocatoria se requerirá la concurrencia de accionistas que representen el sesenta y cinco por ciento (65%) de las acciones con derecho a voto. No lográndose el último de los quórum, deberá ser convocada nueva Asamblea, la que podrá constituirse para considerar el mismo orden del día, cualquiera sea el número de accionistas presentes.

Artículo 22°. Mayoría en las Asambleas. Las resoluciones de las asambleas ordinarias y extraordinarias serán adoptadas por mayoría absoluta de votos de accionistas presentes, salvo que la ley o el Estatuto exijan mayor número. Quien vote en blanco o se abstenga de votar se reputará como habiendo votado en contra, a todos los efectos.

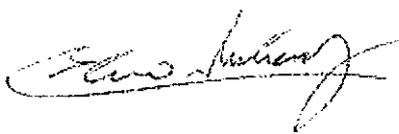
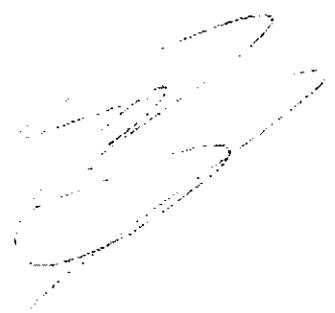
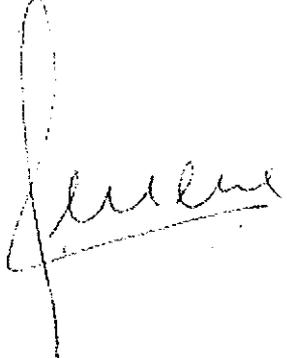
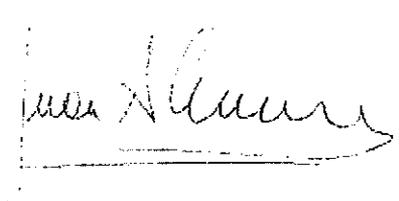
CAPITULO IV

DIRECCIÓN Y ADMINISTRACIÓN

Artículo 23°. Administración y Representación. La administración de la Sociedad estará a cargo de un Directorio integrado por dos miembros: la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas y la Corporación Nacional para el Desarrollo. La presidencia del Directorio estará a cargo de UTE exclusivamente.

A efectos de la tramitación de la aprobación de estatutos, los Socios Fundadores tendrán, en forma conjunta, las más amplias facultades para contestar y levantar observaciones, incluso allanándose a las mismas, pudiendo a esos fines, modificar o proponer redacciones sustitutivas al texto del estatuto. Asimismo, con las mismas e idénticas facultades, quedan autorizados para actuar, en forma indistinta, los Dres. José Alem, Ethel Ramón y Blanca Casas.

Los firmantes solicitan a la Escribana actuante la certificación de sus firmas



F.M.



sigue Papel Notarial
Serie Cj N° 020050



SONIA TOURNON CASTELLI
ESCRIBANA



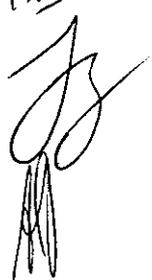
En N° 776208

SONIA MARIÁ TOURON CASTELLI
REGISTRADORA
RECTORIA EXTERIOR
S. G. NOTARIAL U.T.E.

ESC. SONIA MARIA TOURON CASTELLI - 06059/3

SONIA MARIA TOURON CASTELLI, Escribana, CERTIFICO QUE: I) Las firmas que lucen al pie del documento que antecede son auténticas y pertenecen a las personas hábiles y de mi conocimiento Señores Ing. Beno Ruchansky, Cr. Carlos Pombo, Cr. Alvaro García y Cr. Juan Arturo Echevarría, titulares de las Cédulas de Identidad números 1.492.239-9, 1.201.587-1, 1.540.244-1 y 1.738.805-7, respectivamente, quienes, previa lectura, se ratificaron en su contenido y así lo suscribieron en mi presencia, los dos primeros, en sus respectivas calidades de Presidente del Directorio y Gerente General, en nombre y representación de la ADMINISTRACION NACIONAL DE USINAS Y TRASMISIONES ELECTRICAS (UTE) y los dos últimos en sus respectivas calidades de Presidente y Vicepresidente del Directorio en nombre y representación de la CORPORACION NACIONAL PARA EL DESARROLLO (CND). II) UTE (RUC 210778720012 es persona jurídica de Derecho público, con domicilio en la calle Paraguay 2431 de esta Ciudad, creada por Ley 4273 de 21 de octubre de 1912 y cuya denominación actual estableció la ley 14 235 de 25 de julio de 1974. La representación del Ente corresponde al Presidente del Directorio y al Gerente General, actuando conjuntamente, de acuerdo con lo dispuesto por su Ley Orgánica No. 15.031, de 4 de julio de 1980 y Decreto Reglamentario 469/80, del 3 de setiembre del mismo año. La presidencia de UTE es desempeñada por el Ing. Beno Ruchansky, según Resolución del Poder Ejecutivo N° 551/005, del 21 de marzo de 2005 y el cargo de Gerente General lo ocupa el Contador Carlos Pombo, de acuerdo con lo dispuesto por Resolución del Directorio de UTE 93-1762 del 7 de julio de 1993. UTE esta autorizada a asociarse con capitales públicos o privados para la instalación

de nuevas plantas generadoras o la realización de nuevas líneas de transporte, ampliando el sistema de transmisión para interconectarse con los países de la región de acuerdo con lo dispuesto por el literal A del artículo 4º de su Ley Orgánica Decreto Ley N° 15.031 citada, en la redacción dada por la Ley de Marco Regulatorio del Sistema Eléctrico Nacional N° 16.832 del 17 de julio de 1997. III) LA CORPORACION NACIONAL PARA EL DESARROLLO (RUC 211882080014) es una persona jurídica de Derecho Público no estatal hábil y vigente, con domicilio en la calle Rincón 528, piso 7º, creada por la ley 15.785 de 4 de diciembre de 1985, publicada en el Diario Oficial del 23 de diciembre siguiente y reglamentada por Resolución de su Directorio de fecha 2 de junio de 1987. Del artículo 11 de dicho Reglamento General en la redacción dada por el acto reglamentario de fecha 26 de enero de 2000, resulta que la representación de la Corporación compete al Presidente y un Director cualquiera en forma conjunta y en caso de ausencia del Presidente o de vacancia del cargo, dicha representación será ejercida por dos directores cualesquiera actuando conjuntamente. Los actuales integrantes del Directorio son según resoluciones del Poder Ejecutivo de fechas 13 de junio de 2005 y 28 de noviembre de 2006, los siguientes: Cr. Álvaro Enrique García Rodríguez en calidad de Presidente, Lic Juan Arturo Echevarría Ignatenco, en calidad de Vicepresidente y el Sr. Tomás Bernardo Alonzo Bastreri. IV) Por Resolución 419/007 de 2 de julio del presente el Poder Ejecutivo autorizó a UTE a constituir la sociedad que antecede. V) Las partes recibieron certificados provisorios correspondientes a los porcentajes de integración del capital realizado por cada uno de los socios. VI) La suscrita actúa al amparo de lo dispuesto por el artículo 29 del Arancel Oficial. EN

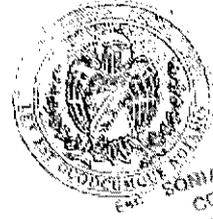
sh
F.M.




LIBRO DE NOTARIAL

Cn

Nº 776209

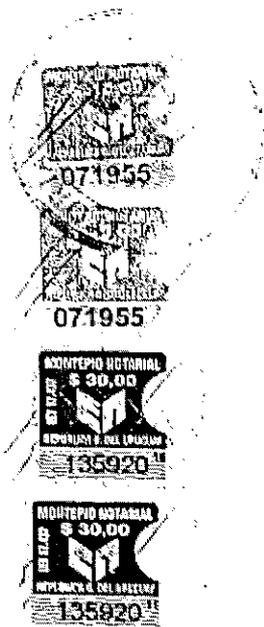


SONIA TOURON CASTELL
COORDINADORA
NEGOCIOS EXTERIOR
S. G. NOTARIAL

ESC. SONIA MARIA TOURON CASTELLI - 06859/3

FE DE ELLO, a solicitud de UTE, expido el presente que sello, signo y firmo en la Ciudad de Montevideo, el once de julio de dos mil siete.

SONIA TOURON CASTELLI
ESCRIBANA



CONCUERDA bien y fielmente con el Estatuto original del mismo tenor que cotejé. EN FE DE ELLO a solicitud de INTERCONEXIÓN DEL SUR SOCIEDAD ANONIMA (en formación) y para su presentación ante la AUDITORIA INTERNA DE LA NACION, expido el presente en 9 Papeles Notariales Nominativos de la serie Cj Nos. 029081/82/83/84/85/86/87/88/89, que sello signo y firmo en la Ciudad de Montevideo, el trece de julio de dos mil siete.

8
80

SONIA TOURON CASTELLI
ESCRIBANA

SONIA TOURON CASTELLI
ESCRIBANA



Cn

Nº 776210



ESC. SONIA MARIA TOURON CASTELLI - 06859/3

FRANCO PICARELLI, ESCRIBANO PUBLICO, CERTIFICO QUE: La CORPORACION NACIONAL PARA EL DESARROLLO es una persona juridica de Derecho Público no estatal hábil y vigente con RUC 211882080014 y domicilio en la calle Rincón 528 Piso 7 de esta ciudad, creada por la ley 15.785 del 4 de diciembre de 1985, publicada en el Diario Oficial del 23 de diciembre siguiente y reglamentada por resolución de su Directorio de fecha 2 de junio de 1987. Del artículo 11 de dicho Reglamento General, en la redacción dada por el acto reglamentario de fecha 26.1.2000, resulta que la representación de la Corporación será ejercida por el Presidente y un Director cualquiera en forma conjunta, y en caso de ausencia del Presidente o de vacancia del cargo, dicha representación será ejercida por dos directores cualesquiera actuando conjuntamente. De la compulsa de los libros de actas que tuve a la vista, surge que los actuales integrantes del Directorio son, según resolución del Poder Ejecutivo de fechas 13 de Junio de 2005 y 28 de noviembre de 2006, los siguientes: Cr. ALVARO ENRIQUE GARCIA RODRIGUEZ, titular de la C.I. 1.540.244-1, en calidad de Presidente; Ec. JUAN ARTURO ECHEVARRIA IGNATENCO, titular de la C.I. 1.738.805-7, en calidad de Vicepresidente, y Sr. TOMAS BERNARDO ALONZO BASTRERI, titular de la C.I. 1.500.398-6, en calidad de Director.- **EN FE DE ELLO**, a solicitud de parte interesada para su presentación ante quien corresponda, expido el presente que sello, signo y firmo en la ciudad de Montevideo el día once de julio del año dos mil siete.-

\$ 119,70

191355

6
648.-
119,70



ESC. SONIA MARIA TOURON CASTELLI - 06859/3

SONIA TOURON CASTELLI
COORDINADORA
REGULACION EXTERIOR
SECRETARIA - ILT F

Montevideo, 17 de setiembre de 2007.

AUDITORIA INTERNA DE LA NACION

Sra. Auditora Interna

Cra. Laura Remersaro

De mi consideración:

José Alem Deaces, en representación de **INTERCONEXION DEL SUR S.A.** (en formación), con personería y facultades suficientes, acreditadas en el expediente N° 4340/07, comparezco en el presente trámite de aprobación de estatutos, a efectos de levantar las observaciones formuladas por la AIN en informe de fecha 27.08.07.

A esos efectos, y en uso de las potestades que me fueran especialmente otorgadas por las socias fundadoras (UTE y CND) en el acta fundacional de la sociedad, se realizan los siguientes ajustes al texto estatutario:

I. 1.- Se incluye en la última cláusula del **Artículo 13** de los Estatutos, la mención al órgano estatal de control:

- **"Artículo 13º. Convocatoria a requerimiento de los accionistas.** Los accionistas que representen por lo menos el veinte por ciento (20%) del capital integrado, podrán requerir al órgano de administración, o al de control, la convocatoria de la Asamblea Extraordinaria indicando los temas a tratar. El órgano de administración o de control deberá convocar la Asamblea para realizarse dentro del plazo máximo de cuarenta (40) días corridos de recibida la solicitud. Si los citados órganos omitieran hacerlo, la convocatoria podrá ser hecha por cualquier Director, o cualquier miembro de la Comisión Fiscal, por el órgano estatal de control o judicialmente."

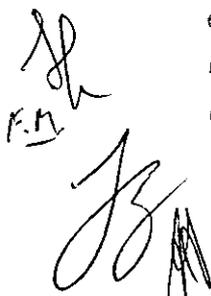
I. 2.- Se modifica la redacción de los **Artículos 24 y 26** de los Estatutos a efectos de armonizar su redacción con el **Artículo 23°. Administración y Representación**, que establece que el Directorio de la sociedad estará integrado por dos miembros exclusivamente:

- **"Artículo 24°. Constitución. Reuniones. Resoluciones.** El Directorio será convocado por el Presidente. No obstante cualquier Director podrá requerir su convocatoria, debiendo el Presidente hacer la convocatoria para reunirse dentro del quinto día hábil de recibido el pedido. Si no lo hiciera, podrá ser convocado por cualquiera de sus integrantes. La convocatoria deberá formularse con tres (3) días de anticipación a la fecha de la reunión, mediante telegrama colacionado u otro medio fehaciente, estableciendo el Orden del día. Sólo podrá tratar el Orden del día, salvo que exista conformidad de la unanimidad de los Directores. Sesionará con la asistencia de sus dos integrantes. En caso de ausencia de uno de sus miembros, sesionará en segunda convocatoria con el integrante que concurra, siempre que éste sea el Presidente del Directorio.

Resolverá con el voto de la mayoría. En caso de empate, el Presidente tendrá

doble voto, cualquiera fuere el tema sometido a resolución."

- **"Artículo 26°. Directorio. Supuestos Especiales.** Se aplicará en todos los casos el mecanismo para adoptar resolución establecido en el Artículo 24°, el que regirá en consecuencia también en los siguientes supuestos, con la salvedad que se requerirá como quórum de asistencia en primera convocatoria, la presencia de la totalidad de los integrantes del Directorio. En caso de ausencia de uno de sus miembros, sesionará en segunda convocatoria 48 horas después, con el integrante que concurra, siempre que éste sea el Presidente del Directorio: I) La enajenación del establecimiento comercial propiedad de la Sociedad; II) La venta o hipoteca sobre bienes inmuebles; III) La participación en otras empresas o sociedades, o su constitución o adquisición, sin perjuicio de

F.M.


Esc. SONIA MARIA TORRON CASTELLI - 066972

Esc. SONIA TORRON CASTELLI
COORDINADORA
NEGOCIOS EXTERIOR
S. S. NOTARIAL U.T.E

la resolución de la Asamblea Extraordinaria (art. 356 de la Ley N° 16.060); IV) Otorgar poderes generales y especiales."

II. PETITORIO

Atento a lo expuesto, solicito a la Sia. Auditora Interna, que en definitiva disponga con sujeción al procedimiento administrativo de estilo, la aprobación de los Estatutos Sociales de Interconexión del Sur S.A. (en formación), según redacción dada en el Acta Constitutiva del 11 de julio de 2007, y las modificaciones al texto de los artículos 13, 24 y 26 que se efectúan en el presente escrito, mediante las cuales se subsanan las observaciones formuladas en el informe del 27.08.07

ademi@com.uy
em@com.uy
hs@com.uy
155 int 1751, 1445 1460

Saluda atentamente:

SECRETARIA

SECRETARIA

Exp. N° _____

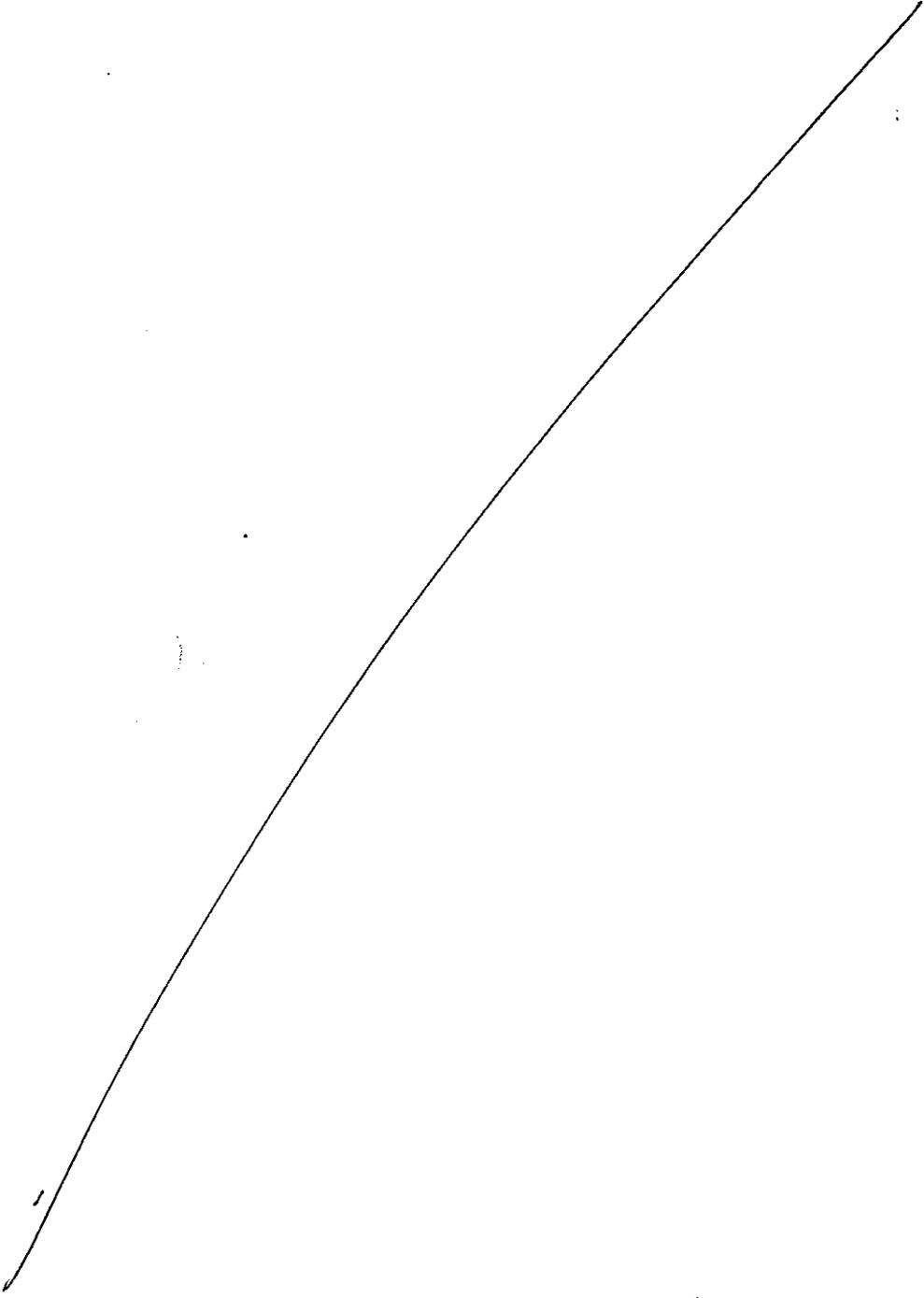
Ingresado: _____

Elaborado: _____

MARGARITA OCAZ
AUDITORA INTERNA

www.sia.gov.uy

www.comintergate.com.uy



Handwritten initials and signature
P.M.
[Signature]



ESC. SONIA MARIA TOURON CASTELLI - 06859/3

REPUBLICA ORIENTAL DEL URUGUAY
MINISTERIO DE ECONOMIA Y FINANZAS

45
12
SONIA TOURON CASTELLI
AUDITORIA INTERNA
RELAJOS EXTERIOR
SECRETARIA - UTE

Montevideo, 24 SET. 2007

VISTO: La gestión de aprobación de estatuto promovida por Interconexión del Sur Sociedad Anónima.

RESULTANDO. Que estudiado el expediente que amerita dicha gestión mereció observaciones de las que se dio vista a los interesados.

CONSIDERANDO: I) Que los peticionantes se allanaron a las mismas.

II) Que con referencia a las integraciones de capital, los fundadores tendrán las responsabilidades establecidas en los arts 256 y 257 de la Ley No. 16.060

III) Que la presente aprobación no implica pronunciamiento respecto a los derechos de propiedad industrial que eventualmente involucren a la denominación societaria (Art. 12 Ley 16.060).

ATENTO A lo informado por el Sector Privado y lo dispuesto en los Artículos 252, 253, 280, 409 y normas concordantes de la Ley N° 16.060 de 4 de setiembre de 1989 y las disposiciones concordantes y modificativas.

LA AUDITORA INTERNA DE LA NACION
RESUELVE

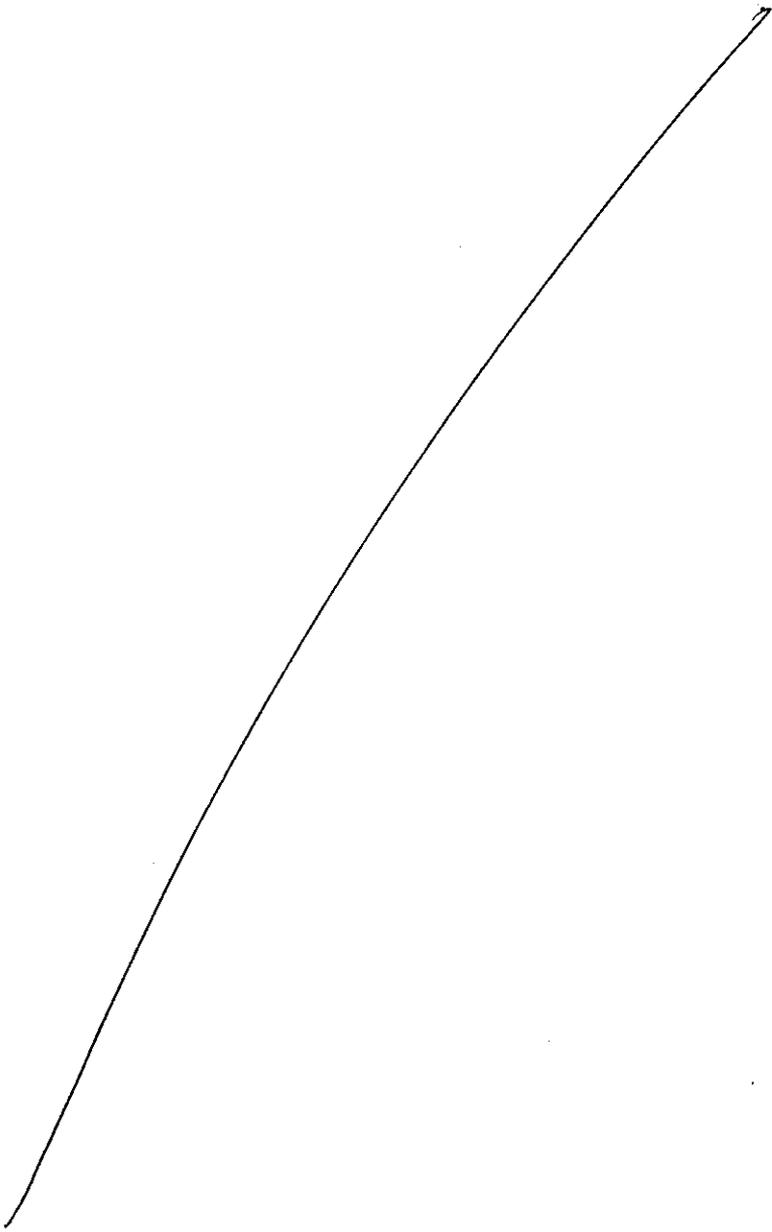
1º) APROBAR El estatuto de Interconexión del Sur Sociedad Anónima con la nueva redacción dada a los artículos 13, 24 y 26 del estatuto, por escrito ingresado el 17/9/07.

2º) DECLARAR: Que la Sociedad ha cumplido y justificado ante esta Auditoria las suscripciones e integraciones mínimas de capital exigidas por el art. 280 de la ley N° 16.060, según certificado notarial de la Esc. Sonia Maria Touron Castelli de fecha 3 de agosto de 2007

901.72.23 - 901.12.57
www.aii.gub.uy

AA
JZ

SP
F.M.
[Handwritten signature]





ain
AUDITORIA INTERNA
DE LA NACION

Cn N° 776214

ESC. SONIA MARIA TOURON CASTELLI - 06859/3

REPUBLICA ORIENTAL DEL URUGUAY
MINISTERIO DE ECONOMIA Y FINANZAS

46
12
SONIA TOURON CASTELLI
CAJAMANDORA
ABOGADO EXTERIOR
NOTARIAL - UTE

3º) Notifíquese. devuélvase el estatuto presentado y expidase testimonio para la inscripción del contrato en el Registro de Personas Jurídicas, Sección Registro Nacional de Comercio. Cumplido archívese

AUDITOR INTERNO DE LA NACION

Eg LAURA REMERSARO MATTURRO

repositorio 2014

repositorio 2014

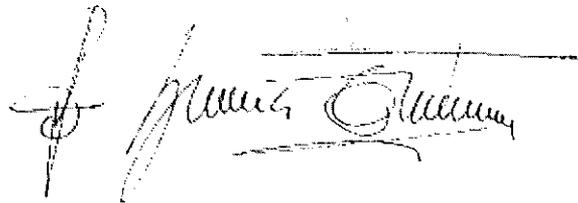
www.ain.gub.uy

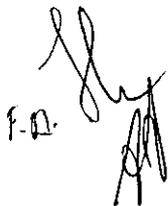
Cn N° 776219

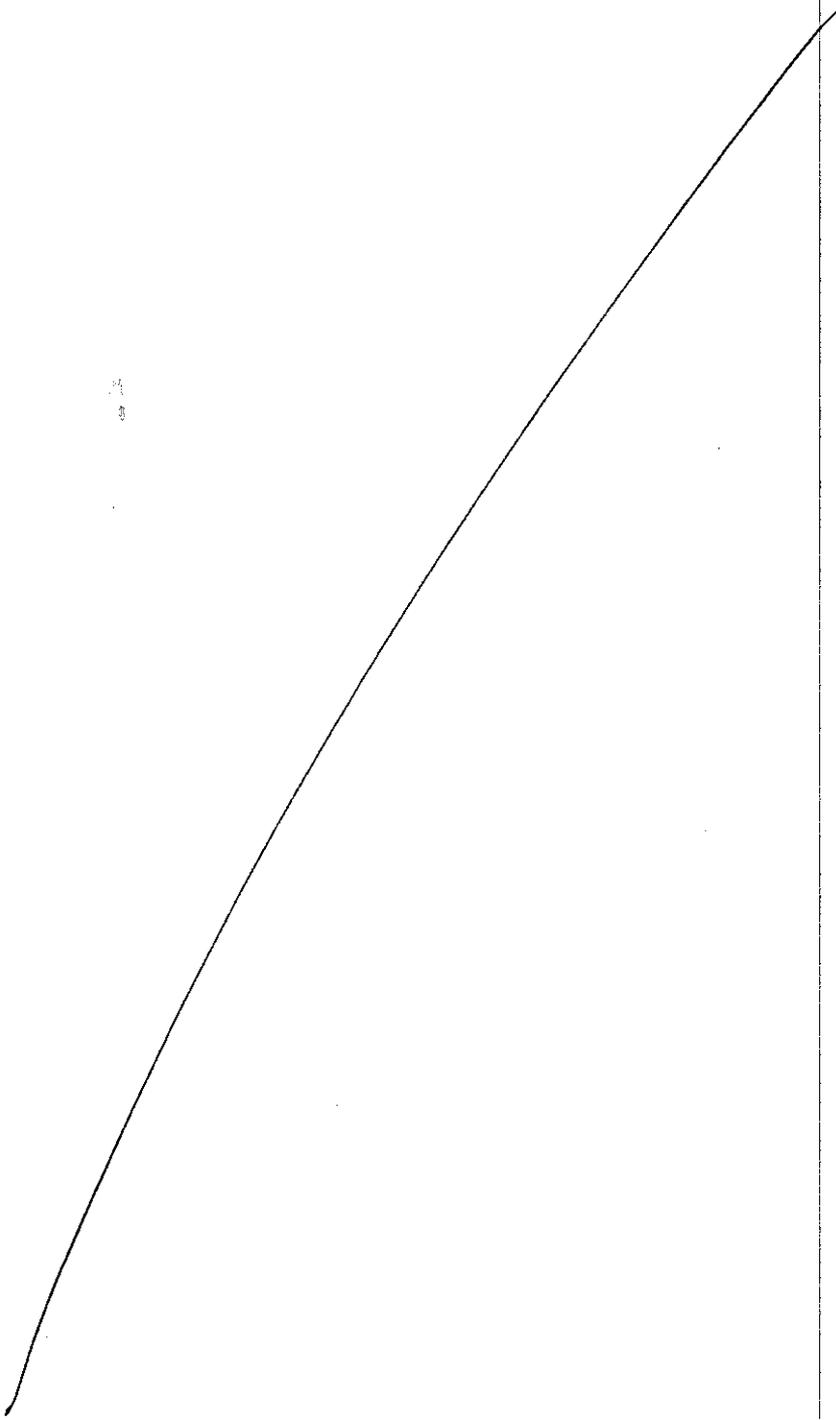
ESC. SONIA MARÍA TORRÓN CASTELLÍ - 06859/2

15
SONIA TORRÓN CASTELLÍ
SECRETARÍA DE EXTERNO
RELACIONES

No. 2 PROTOCOLIZACIÓN PRECEPTIVA DE ACTA DE CONSTITUCIÓN Y ESTATUTO SOCIAL. En la Ciudad de Montevideo, el veintisiete de setiembre de dos mil siete, cumpliendo con las disposiciones legales pertinentes procedo a incorporar a mi Registro de Protocolizaciones lo siguiente: a) Testimonio del Acta de Constitución y Estatuto de "INTERCONEXIÓN DEL SUR SOCIEDAD ANÓNIMA", otorgado el once de julio de dos mil siete, y b) testimonio de la Resolución de la Auditoría Interna de la Nación aprobando dicho estatuto, todo lo cual verifíco con el número dos del folio siete al folio veintidós. REFERENCIA. Sigue a la número uno, de protocolización preceptiva de poder, incorporada el veintiséis de febrero, del folio uno al folio seis vuelto.

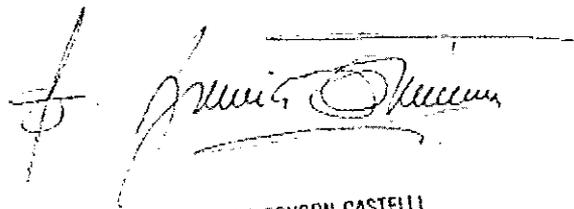


F.A.




A handwritten signature or set of initials, possibly 'JH', written in a cursive style.

ES PRIMER TESTIMONIO de la Protocolización Número dos, incorporada al Registro de Protocolizaciones, con la cual concuerda fielmente La sociedad INTERCONEXIÓN DEL SUR SOCIEDAD ANONIMA se encuentra inscrita en el RUT de la Dirección General Impositiva con el número 215910980013. EN FE DE ELLO, y para INTERCONEXION DEL SUR SOCIEDAD ANONIMA, expido el presente que sello, signo y firmo en el lugar y fecha de su incorporación, en 16 fojas de Papel Notarial Nominativo de la serie Cn Números 776201 al 776215 y 776219.



SONIA TOURON CASTELLI
ESCRIBANA



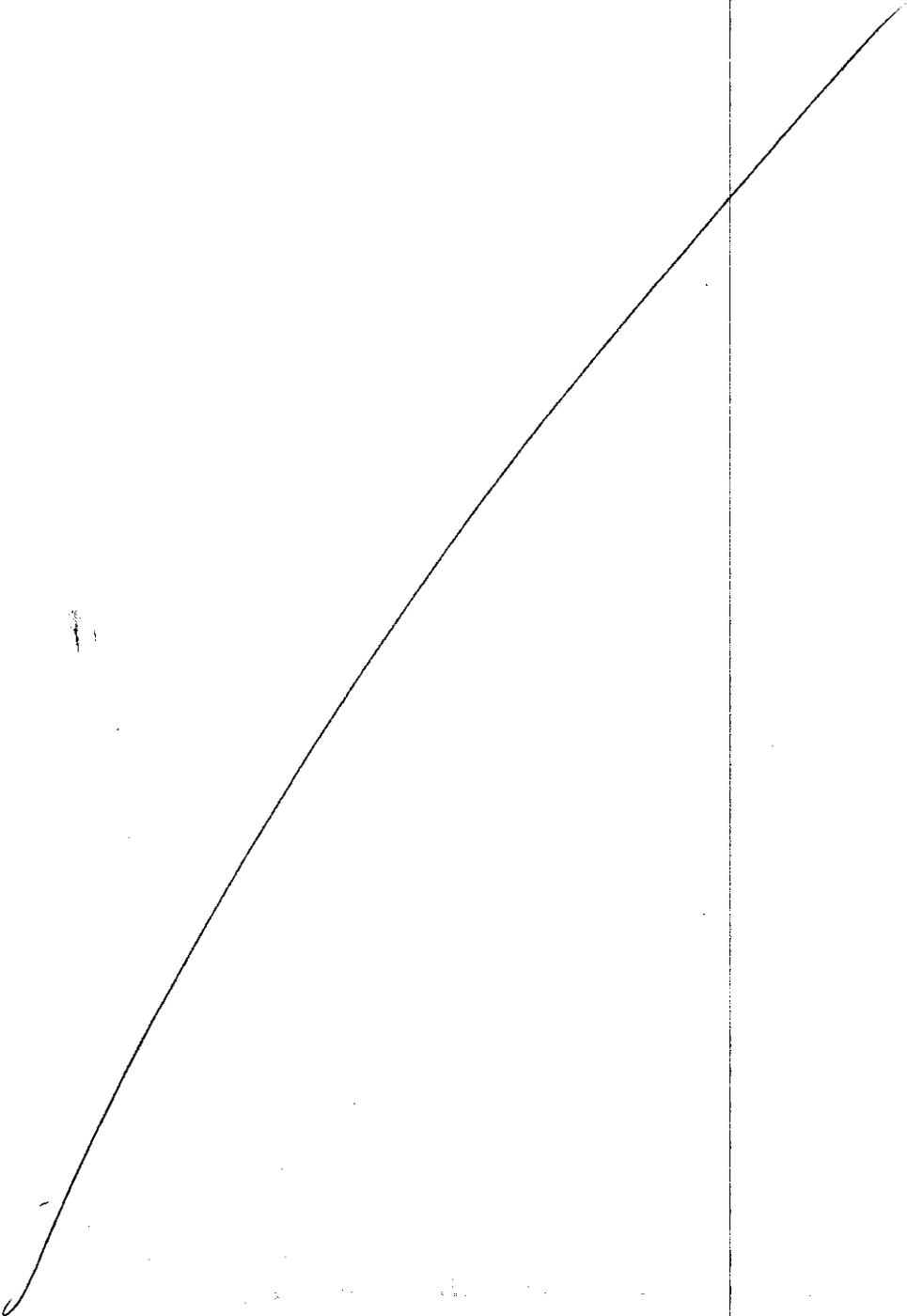
Handwritten initials and signature
F.N.



Proyecto a ser financiado con recursos del Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR

RESOLUCIÓN DEL DIRECTORIO DE UTE R 93.-2692.

FR
[Handwritten signatures]



AS

//tevideo, 13 de octubre de 1993.-

R 93.-2692

VISTO las presentes actuaciones relacionadas con el proyecto de reglamentación del procedimiento interno relativo a la imposición de servidumbres a favor de líneas de conducción de energía eléctrica formulada por la comisión integrada a esos efectos por los Sres. Dra. Ethel Ramón, Ing. Agrimensor Roberto Patiño, Esc. Fernando Camadini y Dr. Danilo Gariazzo; y-----

CONSIDERANDO: I) La necesidad de ordenar las actuaciones que se deben cumplir por las distintas reparticiones del organismo que intervienen en el procedimiento de imposición de servidumbres a favor de las líneas de conducción de energía eléctrica;-----

II) Que los crecientes reclamos por parte de los titulares de los predios sirvientes determina que sea imprescindible la adopción de medidas que garanticen la debida publicidad y el control legal de la imposición de las servidumbres, así como el del pago de las indemnizaciones solicitadas;-----

III) El informe producido al respecto por la comisión creada en el ámbito de la Gerencia de Area Asesoría Técnico Jurídica,-----

EL DIRECTORIO DE LA UTE RESUELVE:-----

-- 1o.- Aprobar las normas de procedimiento interno relativo a la imposición de servidumbres de línea de conducción de energía eléctrica, cuyo proyecto se adjunta.-----

-- 2o.- Disponer que dicho reglamento se aplique aun a las tramitaciones en curso.-----

Vuelva a sus efectos a la Gerencia de Area Asesoría Técnico Jurídica:-----
/pv.T32

Dr. Alberto Volonte Berro
Presidente

Hector González Introini
Secretario General

REGLAMENTO INTERNO DE IMPOSICION DE SERVIDUMBRES
DE LINEAS DE CONDUCCION ELECTRICA

-1-

DECRETO REGLAMENTARIO

Art. 1o.- Adoptada la decisión por el Ente de tender una línea de conducción de energía eléctrica, la Gerencia de Area competente en su realización y operación, lo hará saber al Area Asesoría Técnico Jurídica para que las dependencias competentes de esta tomen intervención

redactando el proyecto de Decreto reglamentario del Decreto-Ley No 10.383 relativo a la línea en cuestión. El referido proyecto deberá establecer claramente los extremos de la línea, identificando las estaciones de transformación o puntos de conexión que los constituyan, así como las estaciones de transformación que sean hitos relevantes del trazado, que ameriten ser mencionados. Asimismo establecerá el alcance de las distintas servidumbres que sea necesario constituir a fin de garantizar el tendido, mantenimiento y vigilancia de la línea.

Art. 2o.- En forma paralela, la Gerencia de Area competente encomendará los estudios de campo pertinentes a efectos de determinar el trazado de la línea a construir y preverá una partida para cubrir el pago de eventuales reclamaciones por indemnizaciones. Asimismo deberá poner en conocimiento del Ministerio de Vivienda Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente la obra a realizar, a efectos de que se instrumente el estudio del impacto ambiental de la misma.

-II-

RESOLUCION ADMINISTRATIVA

Art. 3o.- Una vez aprobado por el Poder Ejecutivo el respectivo decreto reglamentario, y determinado por parte de la Gerencia de Area competente el trazado de la línea, la Gerencia de Area Asesoría Técnico Jurídica elaborará y someterá a aprobación por parte del Directorio un proyecto de Resolución que contenga la nómina de los inmuebles afectados por la servidumbre constituida, especificando la sección judicial en la que se ubican, el numero de padrón y el nombre de sus propietarios.

Por su parte, la Gerencia de Area encargada de la realización de la obra, dispondrá la realización del relevamiento planialtimétrico, la distribución de los mástiles y la confección de los planos parcelarios. Los planos parcelarios indicarán el área afectada en cada padrón así como longitud, ángulos y ubicación, y deberán estar suscritos por un Ingeniero Agrimensor.

//

//

-2-

-III-

PUBLICIDAD

Art. 4o.- En cumplimiento a lo dispuesto por el Decreto-Ley No 10.383, y a efectos de dar adecuada publicidad al establecimiento de las servidumbres constituidas, otorgando las máximas garantías tanto para la Administración como para los particulares afectados, en el ámbito del Area Asesoría Técnico Jurídica se adoptarán las siguientes medidas:

4.1.- La Sub Gerencia Notarial, llevará a cabo la inscripción en el Registro General de Traslaciones de

Dominio o en los Registros Departamentales en su caso, la afectación de cada inmueble resultante de la designación efectuada y solicitará de inmediato la información registral relativa a la titularidad del dominio de los inmuebles afectados.

4.2.- La Gerencia de Area dispondrá la redacción del texto de los edictos que deberán ser publicados conforme a las exigencias normativas vigentes y designará los responsables de publicar y controlar las publicaciones en el Diario Oficial y en los periódicos de los Departamentos respectivos.

4.3.- Los profesionales a cargo de los procedimientos cursarán a las Sedes judiciales competentes la solicitud de puesta de manifiesto de los planos con el trazado de la línea y el texto de las normas legales y reglamentarias aplicables. Asimismo requerirán la expedición de los testimonios judiciales en que conste que se llevó a cabo tal actuación durante el plazo legalmente establecido.

4.4.- Se cursarán de inmediato las comunicaciones pertinentes a las Intendencias Municipales correspondientes, a quienes se hará saber la nómina de los inmueble afectados y los planos parcelarios respectivos, con especificación del área afectada por las servidumbres.

4.5.- Obtenida la información registral aludida (supra 4.1), se procederá a notificar a los propietarios y ocupantes a cualquier título, la afectación de los predios por las servidumbres en favor de la línea, entregándose simultáneamente una copia del plano parcelario donde constará la franja de afectación y la constancia de estar debidamente inscripto. Se solicitará en esa oportunidad, la autorización irrevocable, por escrito, para que los funcionarios de UTE y los empleados de las empresas contratadas puedan llevar a cabo en forma irrestricta las labores necesarias para la construcción de las torres, mástiles e instalaciones y el tendido de la línea, así como las ulteriores tareas de vigilancia y servicio de esta. //

//

-3-

Art. 5o.- La Gerencia de Area a la cual compete la realización de la obra, en coordinación con el Departamento de Bienes Raíces, realizará la inscripción de los planos parcelarios en la Dirección General del Catastro Nacional.

-IV-

OPOSICIONES Y RECLAMACIONES

Art. 6o.- En caso de no obtenerse autorización de ingreso al predio sirviente por parte de los propietarios, u ocupantes a cualquier título de los mismos, y no se hubiere deducido eficazmente oposición al tendido de la línea, se promoverá de inmediato las

Handwritten initials
F.N.

Handwritten signature

acciones legales pertinentes.

6.1.- Las oposiciones y reclamaciones se presentarán ante la Gerencia de Area a cargo de la realización de la línea, la cual las remitirá en forma inmediata, conjuntamente con los antecedentes y demás recaudos a la Gerencia de Area Asesoría Técnico Jurídica.

6.2.- Los interesados que interpongan oposición, reclamen indemnización o planteen cualquier otro tipo de reclamación deberán presentarse acompañados de la documentación fehaciente que acredite su legitimación.

6.3.- En caso que se solicite indemnización, la empresa a través de su técnicos competentes del Area Jurídica, en coordinación con el Area que tenga a su cargo la ejecución de las obras, determinará el monto indemnizatorio que corresponda.

6.4.- Como requisitos para que UTE abone las indemnizaciones a los reclamantes, estos deberán acreditar:

a) la titularidad del bien, b) que el mismo se encuentre libre de obligaciones y gravámenes, c) que los titulares estén libres de toda interdicción.

6.5.- El pago de las indemnizaciones será efectuado por la Sub Gerencia Notarial, previa coordinación con el Departamento de Tesorería.

La Sub Gerencia Notarial otorgará la carta de pago correspondiente y anotará en el título original el pago realizado.

6.6.- En caso de no mediar oposiciones se informará de inmediato tal circunstancia a la Gerencia de Area encargada de la realización de la línea, a efectos de que se proceda a los llamados a licitación para la adjudicación de las obras. Si mediara oposición se comunicará de inmediato tal hecho, y mensualmente el estado de las actuaciones para que el área encargada de la realización de la línea decida el comienzo de la tramitación del llamado a licitación.

Este llamado quedará condicionado en su adjudicación a la finalización de las actuaciones.

//

//

-4-

-V-

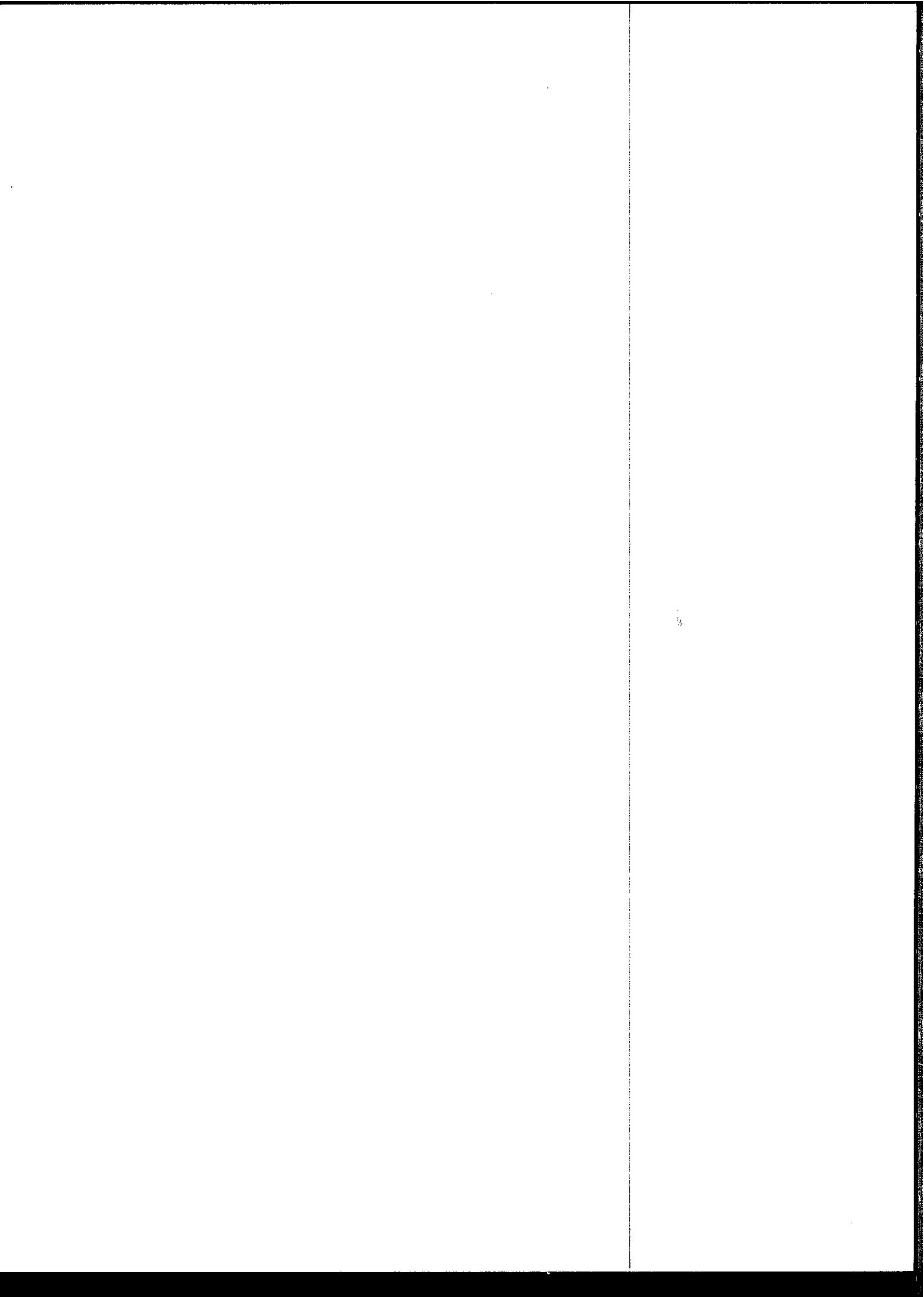
DISPOSICIONES GENERALES

Art. 7o.- La Gerencia de Area Asesoría Técnico Jurídica dispondrá la confección de un registro por Departamentos indicando los padrones sirvientes de líneas aéreas de conducción eléctrica cuyos propietarios u ocupantes a cualquier título hayan sido indemnizados por

la empresa.

7.1.- Asimismo dispondrá la creación de un archivo donde se conserve la documentación relativa a cada línea que incluya ejemplares de las publicaciones efectuadas, notificaciones personales, copia de los planos parcelarios relevados y demás antecedentes relativos a la imposición de la servidumbre.

Handwritten signatures and initials in the bottom left corner. One signature is a cursive 'S' with 'F.D.' written below it. To its right is another signature that appears to be 'J.A.'.





PROYECTO
INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA
DE 500 MW
URUGUAY-BRASIL

ANÁLISIS TÉCNICO
DE INGENIERÍA



"Proyecto a ser financiado con recursos del Fondo
para la Convergencia Estructural del MERCOSUR"

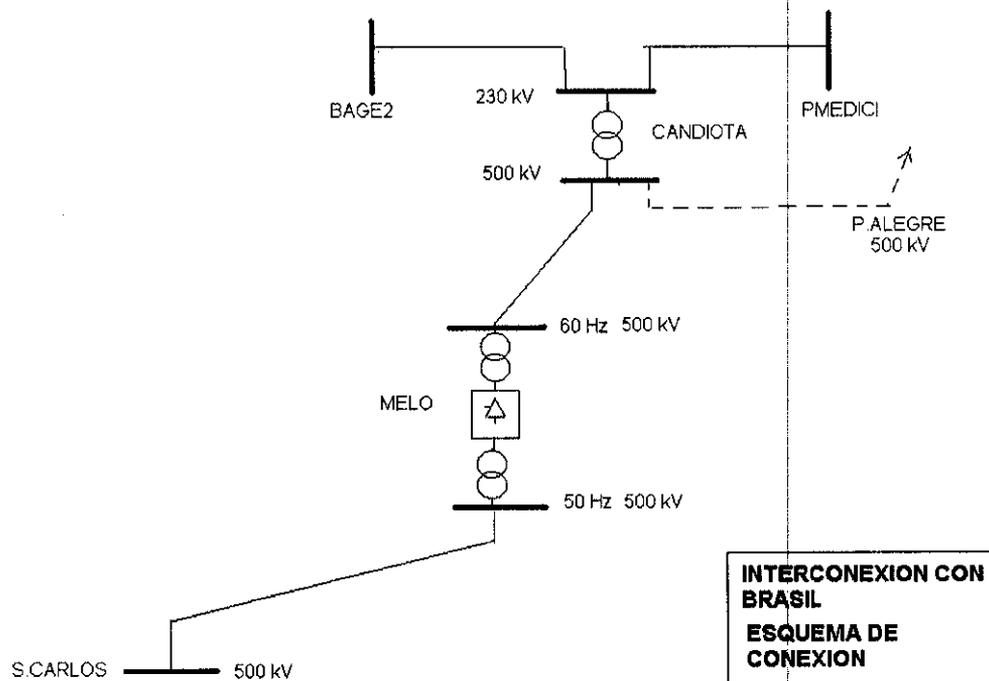
[Handwritten signature]
F. M.
[Handwritten signature]

1 Descripción física general del proyecto

El proyecto consiste en una interconexión de gran porte, de 500 MW de capacidad, entre los sistemas eléctricos de Uruguay (50 Hz) y del sur de Brasil (60 Hz).

La interconexión se plantea entre la estación San Carlos 500 kV, 50 Hz (Uruguay) y la región de Candiota en el sur de Brasil, donde actualmente está la estación P.Médici 230 kV, 60 Hz, pero donde a futuro se prevé la llegada de una línea de transmisión de 525 kV, desde la región de Porto Alegre, para lo cual Brasil construirá una nueva estación de transmisión de 525 kV que sería finalmente la cabecera de la interconexión.

El esquema eléctrico general de la interconexión proyectada es el siguiente:



**INTERCONEXION CON
BRASIL
ESQUEMA DE
CONEXION**



Proyecto a ser financiado con recursos del Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR

El proyecto implica la construcción de líneas de transmisión y de una estación de conversión de frecuencia.

Las instalaciones del proyecto son:

- Ampliación de la estación San Carlos 500 kV
- Línea San Carlos – Melo en 500 kV, en 50 Hz
- Estación de transmisión Melo 500 kV
- Convertidora de frecuencia en Melo
- Línea Melo – frontera en 525 kV, en 60 Hz
- Línea frontera – subestación terminal en Brasil en 525 kV, en 60 Hz.
- Ampliaciones de la subestación terminal en Brasil en 60 Hz.

La conexión entre San Carlos 500 kV y la convertidora de frecuencia se realizará con una línea de 500 kV, 50 Hz, de aproximadamente 300 km de longitud, siguiendo un corredor ya definido y cuyo trazado actualmente se está determinando.

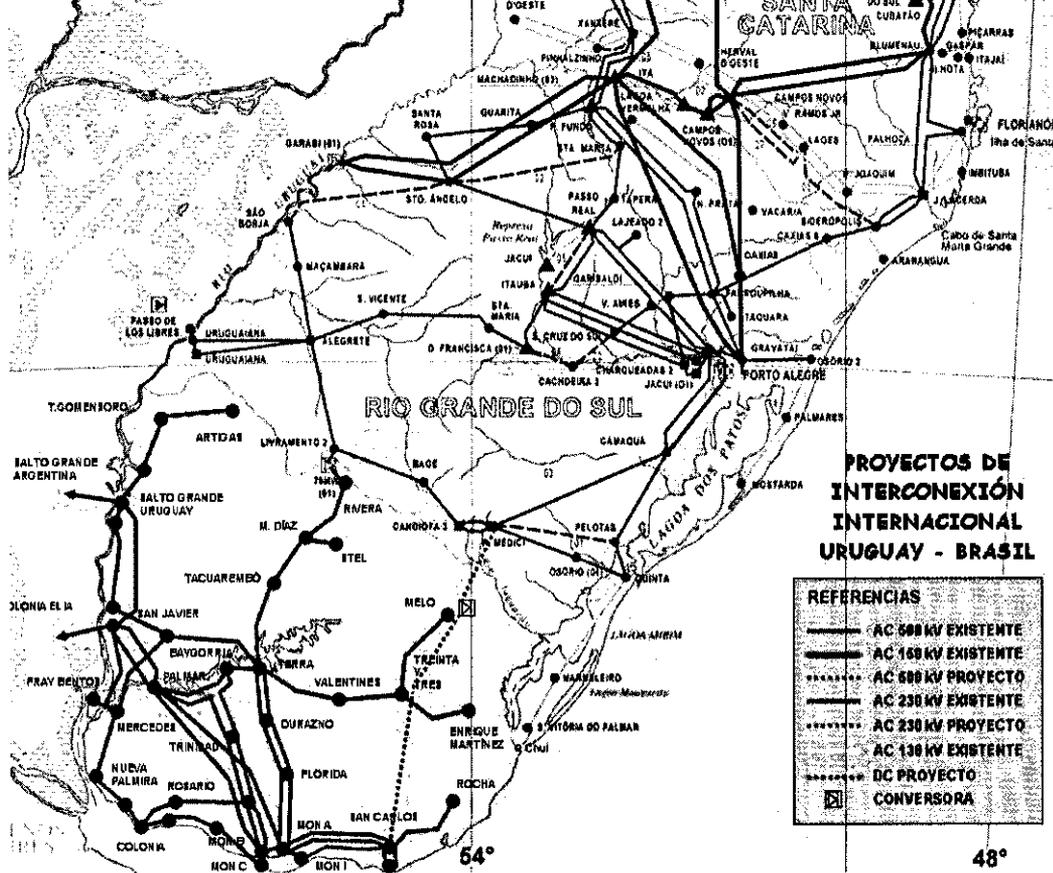
La estación convertidora de frecuencia será del tipo back-to-back, con capacidad de 500 MW (y posibilidad de duplicación a futuro) a ser instalada en territorio uruguayo, en un sitio ya seleccionado, ubicado próximo a la ciudad de Melo.

La conexión entre la convertidora y la subestación terminal en Brasil se realizará con una línea en 60 Hz, con una longitud de aproximadamente 120 km, de los cuales cerca de 60 km en Uruguay. Se trata de una línea en 525 kV ya que a futuro el sistema eléctrico brasileño prevé disponer de una estación de 525 kV en P.Médici o en las cercanías. Como en la actualidad el sistema eléctrico de Brasil llega a P.Médici en 230 kV, el proyecto de interconexión que se construirá requiere que en la ampliación de la subestación de conexión en Brasil se incluya un transformador 525/230 kV.

Los plazos estimados de construcción para la convertidora, una vez firmados los contratos, son del orden de dos años y medio. Sumados a los plazos de licitación y adjudicación, se estima su entrada en servicio en el cuarto trimestre de 2010.

El mapa siguiente muestra la línea y convertidora a construirse y su inserción en las redes eléctricas de Uruguay y Brasil.

Projeto a ser financiado com recursos del Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR





Proyecto a ser financiado con recursos del Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR

2 Estudios técnicos realizados

Como parte del proceso de definición del proyecto se han realizado ya una serie de estudios tanto a nivel de planificación como de ingeniería básica del proyecto. En lo que sigue se enumeran estos estudios.

2.1 Estudios de Planificación

Se realizaron estudios conjuntos entre UTE y Eletrobras (Brasil) entre los años 2004-2005 para evaluar las diversas alternativas de interconexión (impacto en las redes eléctricas y comparación económica) y seleccionar la alternativa más conveniente.

El grupo de trabajo binacional uruguayo-brasileño formado en Julio de 2004 a instancias de los Ministerios de Industria, Energía y Minería (MIEM) de Uruguay, y de Minas e Energía (MME) de Brasil, analizó diversas alternativas para la interconexión. Por la parte uruguaya participaron en dicho grupo representantes de ADME, CTM-Salto Grande, y UTE, bajo la coordinación de la DNETN (MIEM). Por la parte brasileña la delegación estuvo integrada por el Ministerio de Minas e Energía (MME), Eletrobrás, Eletrosul, CEEE, y ONS, bajo la coordinación del CCPE (Comité Coordinador de Planejamento Energético) dependiente del MME.

Los estudios se realizaron en una primera fase considerando diversas alternativas de interconexión posibles, para dos niveles de potencia del proyecto: 250 MW y 500 MW.

Dada la potencia del proyecto se estableció que la conexión en Uruguay se realizaría a la red de 500 kV, resultando entonces como cabeceras posibles de interconexión en Uruguay los siguientes nodos de 500 kV: Salto Grande Uruguay (SGU), Palmar, Montevideo (Estaciones A500 o I500) y San Carlos.

En Brasil, al disponerse de redes de 230 kV próximas a la frontera, las cabeceras posibles resultaron: Garabí 500 kV (50 Hz o 60 Hz), Santo Angelo 500 kV, Alegrete 230 kV, P.Médici 230 kV y Porto Alegre (Estaciones Gravataí 500 kV o Polo Petroquímico 500 kV).



Proyecto a ser financiado con recursos del Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR. De análisis previos, y en función de que según las cabeceras elegidas hay alternativas que resultan económicamente dominadas por otras con menores longitudes de línea de transmisión (LT) de interconexión, se resolvió considerar sólo las cabeceras SGU y San Carlos en Uruguay, y estudiar sólo las siguientes alternativas:

	Alternativa	Tensión y Longitud LT en Uruguay	Tensión y Longitud LT en Brasil	Características de la transmisión
A	SGU-Garabí II	500 kV 165 km	500 kV 263 km	LT 500kV 4x636 CS LT 50 Hz en Brasil
B	SGU-SantoAngelo	500 kV 182 km	525 kV 334 km	LT 525kV 4x477 CS
C	SGU 500kV-Alegrete 230kV	500 kV 182 km	230 kV 105 km	LT 500kV 4x477 CS LT 230kV 2x715 CS
D	SanCarlos-PMédici	500 kV 330 km	230 kV 60 km	LT 500kV 4x477 CS LT 230kV 2x715 CS
E	SanCarlos-PortoAlegre HVDC	+/- 250 kV 248 km	+/- 250 kV 402 km	HVDC +/- 250 kV
F	SanCarlos-PortoAlegre AC	500 kV 330 km	500 kV 388 km	LT 500kV 4x477 CS LT 525kV 4x477 CS
G	SGU-Garabí nueva convertidora BtB	500 kV 165 km	525 kV 263 km	LT 500kV 4x477 CS LT 525kV 4x477 CS

Códigos: CS: simple terna, CD: doble terna

Para todas las alternativas, exceptuadas la A y la E, se supuso a priori la estación convertidora de frecuencia Back-to-Back (BtB) localizada próxima a la frontera entre los países. En la alternativa A no hay nueva estación convertidora pues se emplea la ya construida para la interconexión entre Argentina y Brasil, y en la E, con transmisión en corriente continua de alta tensión, las convertidoras AC-DC están en cada cabecera de la interconexión, llamada solución End-to-End (EtE). A su vez, en los estudios de detalle, se consideró algunas variantes a las alternativas, con diferentes tipos de conductor, postación (tipo de torres), o nivel de tensión, a los efectos de optimizar cada una, reduciendo inversiones y/o pérdidas. Todos los casos fueron analizados para una potencia de 500 MW y de 250 MW.

Fueron realizados estudios eléctricos de las distintas alternativas de transmisión. Se analizó los escenarios de generación y demanda considerados a priori como los más exigentes para la red de transmisión, en los años de corte acordados para el estudio, 2007, 2010 y 2013. Se empleó los mismos escenarios, que incluyen la representación del sistema eléctrico de Argentina junto con el de Uruguay, para el análisis de todas las alternativas de interconexión.



Proyecto a ser financiado con recursos del Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR
Para la alternativa A por Garabí se encontró que el intercambio máximo depende fuertemente del año y escenario analizado. Si bien en los casos más favorables de importación se podría alcanzar valores de hasta 1000 MW, en la mayoría de los escenarios a futuro, donde se supone el aumento de la potencia de Yacyretá por elevación de su cota operativa, la importación se ve restringida a valores inferiores a 500 MW, llegando inclusive en algún escenario a no poder disponerse de capacidad de intercambio en la LT SGU-Garabí. En estos escenarios con elevación de la cota operativa de Yacyretá se requiere además compensación capacitiva serie de la LT SGU-Garabí, y de la LT 500 kV Rincón-Salto Grande (SGA), (en territorio argentino), a los efectos de evitar distorsiones inadmisibles (sobrecargas y subtensiones) en el funcionamiento de la red de 500 kV de Argentina.

Para las restantes alternativas, de los estudios eléctricos realizados no surge la necesidad de refuerzos en la red de Uruguay específicos para el proyecto, aunque se observa que para las alternativas con cabecera en Salto Grande (B, C, G) es necesario adelantar algunas obras de refuerzo en las redes de 150 kV del litoral, para resolver sobrecargas.

Además de los estudios eléctricos de desempeño se realizó una comparación económica de las alternativas, en base al costo total calculado como la suma de los Valores Presentes (VP) de:

- Inversiones, propias del Proyecto, más refuerzos en Uruguay y en Brasil.
- Costos de Operación y Mantenimiento de las instalaciones del Proyecto.
- Pérdidas eléctricas, incluyendo en éstas al VP de las pérdidas propias del Proyecto (esto es las pérdidas en las instalaciones del proyecto: convertidora(s) y LT de interconexión), y a la modificación del VP de pérdidas del sistema eléctrico uruguayo por efecto de la interconexión.
- Costos por redespacho de generación en Uruguay ante contingencias de transmisión que afecten el intercambio internacional.
- Costos por uso de instalaciones que no forman parte del Proyecto.

De la comparación surgen dos categorías de soluciones, una preferente, de costos totales menores, donde dichos costos no difieren en más de 10% y otra categoría secundaria o no-preferente, de costos mayores.

Las alternativas preferentes resultaron la C, E y D.

La alternativa A por SGU-Garabí, si bien presenta las menores inversiones, resulta fuertemente penalizada por el peaje a pagar por el uso de las convertidoras existentes de la interconexión entre Brasil y Argentina. Eso mejora en la alternativa G, con nueva convertidora, pero aún así resulta en la categoría no-preferente, pues también debe pagar peaje por las líneas privadas Garabí-Itá.



Proyecto a ser financiado con recursos del Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR. De un análisis de Fortalezas/Oportunidades y Debilidades/Amenazas de las tres alternativas preferentes, resulta que la alternativa C, entre Salto Grande y Alegrete, presenta desventajas frente a las alternativas E y D, dado que su operación tendrá interacción con el automatismo de protecciones del corredor Yacyretá-GBA de Argentina y posibles cortes de intercambios ante contingencias de red en Argentina.

Por otra parte la alternativa E, con línea de transmisión en corriente continua entre San Carlos y Porto Alegre, es una solución no adecuada a mallados futuros, requiere que la mayor parte de las inversiones se realice en Brasil (debido a la mayor longitud de línea), y no contempla las expectativas brasileñas de desarrollo de su sistema de transmisión.

Finalmente, para la alternativa D, por San Carlos – P. Médici, apareció, con posterioridad a estos estudios, una perspectiva muy favorable por el hecho de Brasil tener prevista la construcción de una LT de 525 kV entre esta zona próxima a la frontera con Uruguay, y Porto Alegre, asociada a la ampliación de su generación térmica en el sur del estado de Rio Grande do Sul. Esta nueva LT evita la necesidad de los refuerzos de transmisión asociados a la interconexión identificados en el estudio y reduce entonces el costo de la alternativa, quedando así esta alternativa seleccionada finalmente.

Eletrobras/EPE (Brasil) realizaron en 2006 los estudios eléctricos necesarios para definir la capacidad de exportación de Brasil hacia Uruguay.

Los resultados muestran capacidad de exportación de hasta aproximadamente 500 MW hasta el 2012, y hasta aproximadamente 1000 MW luego del 2012 (una vez se conecte Candiota al sistema brasileño de 525 kV).

Los resultados confirmaron la decisión de construir en primera instancia una Convertora de 500 MW, contemplando en el proyecto (en lo que hace a dimensiones del terreno, layout, etc.) la posibilidad de construir en el futuro una segunda convertora de 500 MW en el mismo predio.

2.2 Estudios de Ingeniería Básica

A efectos de definir las características principales de los equipamientos e instalaciones a construir, se realizaron durante los años 2006-2007 un conjunto de estudios, entre los que se destacan los que se describen a continuación.

2.2.1 Estudios de la red uruguaya (todos realizados por UTE)

1) Flujos de carga en diversos escenarios futuros de generación y carga, tanto en régimen permanente como en contingencia.

Estos estudios definieron las condiciones de régimen básicas para la realización de los restantes estudios de sistemas eléctricos. Se verificó asimismo la viabilidad del intercambio nominal de 500 MW con la red brasileña sin que se produzcan violaciones



Proyecto a ser financiado con recursos del Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR de los niveles de tensión normalizados ni sobrecargas en los diversos elementos de la red.

2) Niveles de cortocircuito máximos y mínimos en San Carlos y Melo 500 kV

Estos estudios permitieron definir los niveles de cortocircuito máximos de diseño en San Carlos y Melo, a efectos de la especificación de equipos (poder de corte de disyuntores, corrientes térmicas de todos los equipos de potencia, etc.) y del diseño electromecánico de las instalaciones (verificación de conductores, esfuerzos máximos en pórticos y soportes de equipo, etc.) que realizará el Contratista.

En base al estudio de cortocircuitos máximos se estableció un valor nominal de 40 kA para los equipos de potencia y de 20 kA para el diseño electromecánico de las instalaciones.

El nivel de cortocircuito mínimo de diseño permitió definir el parámetro $SCR = \text{Nivel de cortocircuito mínimo} / \text{Potencia nominal de la Convertora}$, que utiliza el diseñador de la Convertora para establecer algunas características básicas de la instalación (tipo de control del convertidor, tamaño máximo de filtros, etc.).

En nuestro caso, se obtuvo un valor de $SCR = 2,5$.

3) Dimensionado de los reactores de compensación de la línea San Carlos-Melo.

Mediante un estudio de energización de la línea en régimen se estableció la necesidad de instalar reactores fijos de 100 Mvar en cada extremo de la línea y un reactor adicional maniobrable de 70 Mvar en el extremo Melo, a efectos de respetar los límites máximos de tensión de régimen aceptables durante la maniobra.

4) Estudio de trasposiciones de la línea San Carlos-Melo

Se analizaron diversos esquemas de trasposición con el objetivo de controlar a valores aceptables las tensiones de secuencia negativa en el sistema, las cuáles tienen una influencia relevante en el diseño de los filtros de armónicas en Melo. Se optó por especificar un doble ciclo de trasposición completo.

5) Estudio de impedancias armónicas en el sistema uruguayo

El diseño de los filtros de armónicas requiere que se conozcan las impedancias "vistas" desde Melo hacia la red uruguaya. Haciendo uso de los diversos escenarios de régimen definidos en el estudio de flujos de carga, se calcularon las impedancias vistas hacia la red uruguaya hasta el armónico 50. Los correspondientes "locus" de armónicos se incluyeron en las especificaciones para la compra de la Estación Convertora

6) Definición de los límites de intercambio de potencia reactiva entre la Estación Convertora y el sistema uruguayo.

El diseño de los filtros y equipos de compensación de reactiva en Melo, así como el predimensionado de los ángulos de disparo de los puentes convertidores, requiere el



Proyecto a ser financiado con recursos del Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR conocimiento de los límites aceptables de intercambio de reactiva entre la Estación Conversora y la red uruguaya.

Estos límites se establecieron mediante un estudio complementario de flujos de carga, con el objetivo de respetar los niveles de tensión normalizados en la red uruguaya. Las correspondientes curvas de intercambio de reactiva se incluyeron en las especificaciones para la compra de la Estación Conversora

7) Estudio de transitorios electromagnéticos para definir las distancias básicas de aislación en la línea San Carlos-Melo (en proceso)

Mediante este estudio se pretende establecer las distancias básicas en la cabeza de torre que deberá usar el Contratista que diseñe en detalle la línea.

Las maniobras relevantes que se están analizando son la energización y reenganche en la línea, registrándose los niveles de tensión encontrados durante el período transitorio de la maniobra.

2.2.2 Estudios de la red brasileña

1) Flujos de carga en diversos escenarios futuros de generación y carga, tanto en régimen permanente como en contingencia. (realizados por EPE-Brasil.)

El objetivo de estos estudios es similar al descrito más arriba para la red uruguaya.

2) Elaboración de equivalentes de red para los futuros estudios de régimen (realizados por EPE-Brasil).

En la etapa de estudios de sistemas detallados a ser realizada durante el Contrato de suministro de la Estación Conversora, será necesario realizar diversos estudios de régimen que involucren la red brasileña.

Dado el tamaño de la red brasileña (varios miles de barras y ramas), se entendió conveniente aprovechar los estudios de flujo de cargas para elaborar redes equivalentes de tamaño reducido (unas 40 barras) a ser usadas durante estos estudios detallados.

3) Niveles de cortocircuito máximos y mínimos en Candiota 230 y 525 kV (realizados por EPE-Brasil)

El objetivo de estos estudios es similar al descrito más arriba para la red uruguaya. En particular, el SCR obtenido del lado Brasil es de aproximadamente 2, 8.

4) Estudio de impedancias armónicas en el sistema brasileño (realizados por CEPTEL, Brasil)

El objetivo de estos estudios es similar al descrito más arriba para la red uruguaya



Proyecto a ser financiado con recursos del Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR
5) Estudios preliminares del impacto de la inserción de la nueva interconexión en la estabilidad transitoria de la red brasileña. (realizados por EPE-Brasil).

Se realizó un estudio preliminar de estabilidad transitoria de la red brasileña, incluyendo los intercambios de potencia correspondientes a la nueva interconexión..

Se simularon diversas perturbaciones en la red brasileña, verificándose que la nueva interconexión no viola los criterios de estabilidad normalizados en Brasil.

6) Dimensionado preliminar del reactor de la línea Melo-Candiota 525 kV en Melo y de los límites de intercambio de reactiva entre la Estación Conversora y la red brasileña (realizados por UTE)

El objetivo de estos estudios es similar al descrito más arriba para la red uruguaya. Cabe destacar que estos estudios se entienden preliminares, dado que se utilizó un modelo muy simplificado de la red brasilera.

Se definió la necesidad de instalar un reactor fijo de aproximadamente 85 Mvar en el extremo Melo de la línea Melo-Candiota, quedando pendiente de definición la eventual necesidad de instalar un reactor adicional del lado Candiota (esta definición se realizará en la etapa de proyecto de detalle de la Estación Candiota).

Las correspondientes curvas de intercambio de reactiva se incluyeron en las especificaciones para la compra de la Estación Conversora

2.2.3 Otros estudios para la línea San Carlos-Melo-Frontera

1) Definición de la traza de la línea (a cargo de UTE y de una empresa de agrimensura contratada)

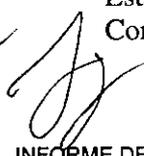
2) Relevamiento planialtimétrico a lo largo de la traza de la línea (a cargo de una empresa de agrimensura contratada)

3) Evaluación preliminar de los efectos de campos electromagnéticos en la faja de servidumbre (a cargo de UTE).

Se realizó una evaluación preliminar de los niveles de campo eléctrico y magnético, radiointerferencia y ruido audible generados por la línea en su faja de servidumbre, a efectos de establecer criterios de diseño básico (en particular: altura de los conductores respecto al suelo) y verificar el cumplimiento de las normas ambientales vigentes.

4) Distribución de torres a lo largo de la traza (en proceso, a cargo de UTE)

En función del perfil del terreno a lo largo de la traza (resultado del relevamiento planialtimétrico a lo largo de la traza) se realizará una distribución de torres básica que respete los criterios de distancia máxima al suelo y cargas máximas sobre las torres. Esta distribución se incluirá en los documentos que formarán parte del Pliego de Condiciones para licitar la línea.

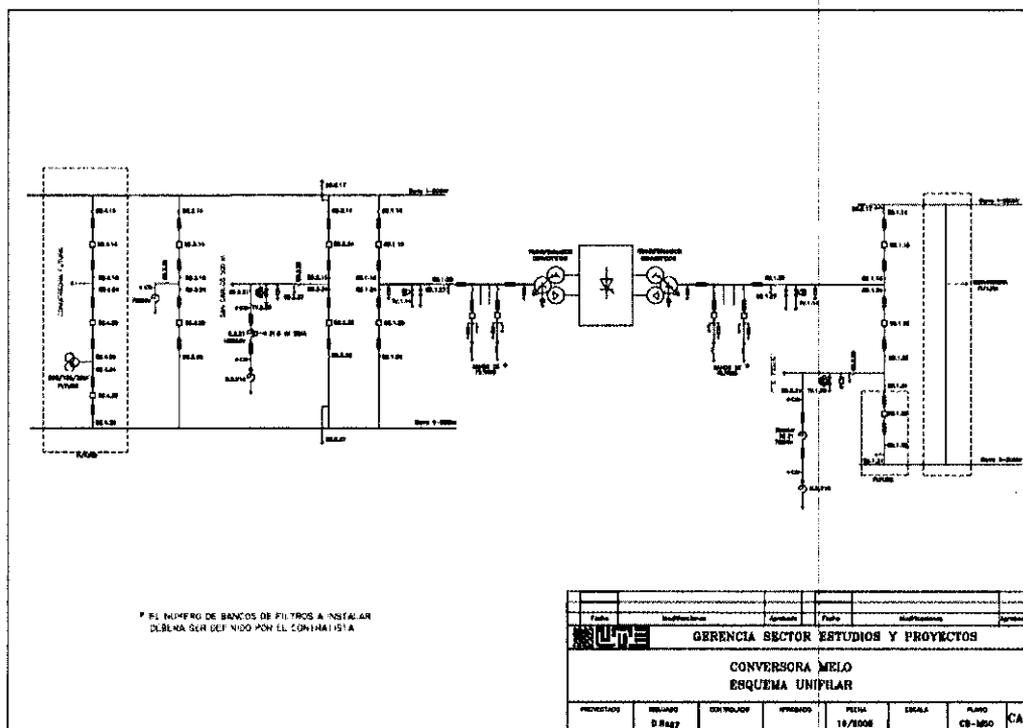

F.N.



2.3 Anteproyecto de la Estación Conversora y ampliación de San Carlos 500 kV

El anteproyecto de la Estación Conversora de Melo y ampliación de San Carlos 500 kV incluyó la definición por parte de UTE de los siguientes aspectos básicos de estas instalaciones:

- Esquema unifilar de las instalaciones de potencia (se adjunta el de Melo)
- Layout preliminar
- Especificación de los equipos de potencia convencionales de Extra Alta Tensión
- Especificación de los equipamientos de electrónica de potencia y asociados (válvulas, filtros, transformadores convertidores, etc.)
- Esquema unifilar y especificaciones de las instalaciones de servicios auxiliares en baja tensión
- Definición y especificaciones de los esquemas básicos de protecciones, telecomunicaciones, control local y telecontrol
- Anteproyecto y especificación de los edificios de control y auxiliares y de las obras de infraestructura civil y montaje

El resultado de este anteproyecto es las Especificaciones Técnicas con las cuáles se ha licitado estas obras. El esquema unifilar de la estación conversora es el siguiente.





Proyecto a ser financiado con recursos del Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR

[Handwritten signatures]
F. D.



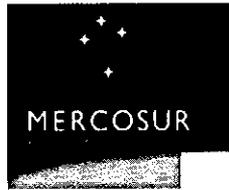
Proyecto a ser financiado con recursos del Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR

2.4 Anteproyecto de la línea aérea

El anteproyecto de la línea aérea San Carlos-Melo-Frontera (actualmente en proceso) incluye la definición por parte de UTE de los siguientes aspectos básicos de estas instalaciones:

- Plano de la traza
- Distribución preliminar de torres en el terreno
- Definición de las guías de carga de las torres y de las hipótesis de cálculo mecánico de los conductores
- Definición y especificación de las características básicas de las torres
- Definición de los criterios de diseño y especificación de las fundaciones
- Definición y especificación de los suministros adicionales: conductor, cables de guardia (incluye un cable de guardia con fibra óptica OPGW), aisladores, herrajes, etc.
- Especificaciones del montaje y obras civiles
- Definición y especificaciones de las obras accesorias de infraestructura de telecomunicaciones: bajada y conexión del cable OPGW en puntos intermedios, y suministro e instalación de mástiles de telecomunicaciones

El resultado de este anteproyecto es las Especificaciones Técnicas con las cuáles se licitarán estas obras.



PROYECTO
INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA
DE 500 MW
URUGUAY-BRASIL

CRONOGRAMA
DEL EJECUCION
PROYECTO DE
INTERCONEXIÓN



[Handwritten signature]
E.M.

“Proyecto a ser financiado con recursos del Fondo
para la Convergencia Estructural del MERCOSUR”

Id	Nombre de tarea	Duración	Comienzo	Fin	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
					S1	S2	S1	S2	S1	S2	S1
1	Interconexión "Melo"	1857 días?	sáb 22/07/06	dom 21/08/11							
2		300 días	lun 26/05/08	sáb 21/03/09							
3											
4	Conversora Melo y Ampliación San Carlos	1857 días?	sáb 22/07/06	dom 21/08/11							
5	Definición de proyecto y elaboración de especificaciones técnico-comerciales	190 días	sáb 22/07/06	sáb 27/01/07							
15	Gestión de las adquisiciones	714 días	vie 29/12/06	jue 11/12/08							
16	Obtención del terreno (LET)	303 días	vie 29/12/06	sáb 27/10/07							
17	Elección del terreno	213 días	vie 29/12/06	dom 29/07/07							
18	Informe general de tareas de cateo que realizarán los oferentes	2 días	lun 10/09/07	mar 11/09/07							
19	Acceso a terreno para estudios de suelo	7 días	mié 12/09/07	mar 18/09/07							
20	Posesión del terreno	90 días	lun 30/07/07	sáb 27/10/07							
21	Gestión Interna (Creación de ISUR S.A.)	167 días	dom 28/01/07	vie 13/07/07							
22	Publicación de pliegos (ABA)	1 día	vie 13/07/07	vie 13/07/07							
23	Preparación de las ofertas (contratistas - TRA - ABA - LET)	154 días	sáb 14/07/07	vie 14/12/07							
24	Apertura de ofertas	0 días	vie 14/12/07	vie 14/12/07							
25	Gestión del contrato con Electrosl (como consultor estudios de red) (DIR-GER)	90 días	lun 10/09/07	sáb 08/12/07							
26	Apertura 2da oferta	0 días	lun 26/05/08	lun 26/05/08							
27	Estudio de ofertas e informe técnico (TRA)	115 días	lun 26/05/08	mié 17/09/08							
28	Gestión del financiamiento (FIN)	90 días	mié 25/06/08	lun 22/09/08							
29	Negociación final	15 días	jue 18/09/08	jue 02/10/08							
30	Informe de adjudicación (ABA-TRA)	7 días	vie 03/10/08	jue 09/10/08							
31	Firma del contrato (ABA - LET - ISUR)	60 días	lun 13/10/08	jue 11/12/08							
32	Ejecución de proyecto de detalle y obras (TRA)	983 días?	vie 12/12/08	dom 21/08/11							
33	Ampliación de San Carlos (TRA)	690 días	vie 12/12/08	lun 01/11/10							
34	Proyecto de detalle SC5	480 días	vie 12/12/08	lun 05/04/10							
35	Proyecto civil SC5	120 días	vie 12/12/08	vie 10/04/09							
38	Proyecto Electromecánico SC5	240 días	vie 12/12/08	sáb 08/08/09							
39	Entrega Suministros SC5	480 días	vie 12/12/08	lun 05/04/10							
40	Obra SC5	600 días	jue 12/03/09	lun 01/11/10							
41	Obra Civil SC5	300 días	jue 12/03/09	mar 05/01/10							
42	Montaje Electromecánico SC5	300 días	mié 06/01/10	lun 01/11/10							
43	Montajes SC5	270 días	mié 06/01/10	sáb 02/10/10							
44	Ensayos y Puesta en Servicio	30 días	dom 03/10/10	lun 01/11/10							
45											
46	Conversora (TRA)	983 días?	vie 12/12/08	dom 21/08/11							
47	Ingeniería	210 días	vie 12/12/08	jue 09/07/09							
48	Fabricación y ensayos	300 días	sáb 18/04/09	jue 11/02/10							
49	Envío a sitio	150 días	sáb 14/11/09	lun 12/04/10							
50	Diseño de obra civil	120 días	sáb 02/05/09	sáb 29/08/09							

Id	Nombre de tarea	Duración	Comienzo	Fin	2006		2007		2008		2009		2010		2011		2012	
					S1	S2												
51	Obras civil	300 días	sáb 22/08/09	jue 17/06/10														
52	Montaje y ensayos de subsistemas	300 días	sáb 23/01/10	jue 18/11/10														
53	Ensayos del sistema	90 días	mar 24/05/11	dom 21/08/11														
54	Puesta en servicio	0 días	dom 21/08/11	dom 21/08/11														
55	Gestión de autorización (ONS) de transferencias de prueba (TRA)	1 día?	mar 24/05/11	mar 24/05/11														
56																		
57	Líneas 500KV lado Uruguay	1767 días?	sáb 22/07/06	lun 23/05/11														
58	Definición de proyecto y Especificación Técnicas Generales	990 días	lun 07/08/06	mié 22/04/09														
59	Definición de trazado tentativo - corredores (TRA-JGA-LET)	221 días	lun 07/08/06	jue 15/03/07														
60	Gestión de autorización ambiental (UGA)	619 días	lun 13/08/07	mié 22/04/09														
61	Comunicación ambiental del proyecto (Línea y Conversora) (UGA)	30 días	lun 13/08/07	mar 11/09/07														
62	Clasificación del proyecto por parte de DINAMA (DINAMA)	24 días	mar 11/09/07	jue 04/10/07														
63	Elaboración de información complementaria (UGA)	1 día	vie 05/10/07	vie 05/10/07														
64	Elaboración de pliego de estudio de impacto (UGA-ABA)	24 días	lun 01/10/07	mié 24/10/07														
65	Publicación de pliego (ABA)	0 días	mié 24/10/07	mié 24/10/07														
66	Preparación de ofertas (contratistas)	15 días	jue 25/10/07	jue 08/11/07														
67	Apertura.	0 días	lun 26/11/07	lun 26/11/07														
68	Estudio tecnico (UGA)	15 días	jue 13/12/07	jue 27/12/07														
69	Adjudicación (UGA-ABA)	15 días	vie 28/12/07	vie 11/01/08														
70	Proyecto de Línea y Conversora pronto para ser entregado a consultor	0 días	sáb 30/08/08	sáb 30/08/08														
71	Elaboración del EIA de la Línea + Conversora (contratista-JGA)	50 días	sáb 20/09/08	sáb 08/11/08														
72	Corrección por parte de UTE (UGA)	15 días	dom 09/11/08	dom 23/11/08														
73	Autorización de la DINAMA (Línea+Conversora) (DINAMA)	120 días	lun 24/11/08	lun 23/03/09														
74	Solicitud de información complementaria (UGA)	30 días	mar 24/03/09	mié 22/04/09														
75	EIA Línea+Conversora autorizado (UGA)	0 días	mié 22/04/09	mié 22/04/09														
76	Adjudicación licitación de Agrimensores (LET)	0 días	lun 25/06/07	lun 25/06/07														
77	Definición de la traza definitiva (elección de alternativa de cruce en la frontera)	39 días	lun 13/08/07	jue 20/09/07														
78	Relevamiento planealtimetrico y predial (LET-TRA-JGA)	323 días	jue 28/06/07	jue 15/05/08														
79	Gestión de servidumbres	971 días?	sáb 22/07/06	mié 18/03/09														
98	Decreto de servidumbre (LET)	1 día?	sáb 22/07/06	sáb 22/07/06														
99	Tramitación de servidumbres (LET)	230 días	vie 01/08/08	mié 18/03/09														
100	Anteproyecto y especificaciones técnico-comerciales de detalle (TRA)	336 días	mar 17/05/08	lun 18/05/09														
101	Anteproyecto y especificaciones técnicas de detalle (TRA)	75 días	mar 17/05/08	sáb 30/08/08														
102	Distribución de torres (TRA)	45 días	mar 17/05/08	jue 31/07/08														
103	Especificaciones técnicas (TRA)	60 días	mié 02/07/08	sáb 30/08/08														
104	Especificación comercial (ABA)	30 días	vie 01/08/08	sáb 30/08/08														
105	Pliego listo para licitar obra	0 días	sáb 30/08/08	sáb 30/08/08														
106	FOCEM	180 días	vie 15/08/08	mar 10/02/09														
107	Suscribir Instrumento jurídico Uruguay - Secretaria	135 días	vie 15/08/08	sáb 27/12/08														
108																		

Id	Nombre de tarea	Duración	Comienzo	Fin	2006		2007		2008		2009		2010		2011		2012	
					S1	S2												
109	Aprobación del pliego (FOCEM)	45 días	dom 28/12/08	mar 10/02/09														
110	Publicación de pliegos (ABA)	7 días	mié 11/02/09	mar 17/02/09														
111	Preparación de las ofertas (contratistas-ABA-TRA-LET)	90 días	mié 18/02/09	lun 18/05/09														
112	Apertura de ofertas	0 días	lun 18/05/09	lun 18/05/09														
113	Gestión de las adquisiciones	135 días	mar 19/05/09	mié 30/09/09														
114	Estudio de ofertas e informe técnico (TRA)	45 días	mar 19/05/09	jue 02/07/09														
115	Informe de adjudicación (ABA-TRA)	30 días	vie 03/07/09	sáb 01/08/09														
116	Firma del contrato (ABA-LET)	60 días	dom 02/08/09	mié 30/09/09														
117	Ejecución de proyecto de detalle y obras (TRA)	600 días	jue 01/10/09	lun 23/05/11														
118																		
119	Obras lado Brasil (Subestación y línea) (DIR-GER)	990 días	mar 15/07/08	jue 31/03/11														
120	Acondar con Eletrosul Alcance, presupuesto, firma del contrato, etc	90 días	mar 15/07/08	dom 12/10/08														
121	Ejecución de Obras	900 días	lun 13/10/08	jue 31/03/11														
122																		
123	Contratos UTE - CND - Isur (LET-TRA-ABA-FIN-PLA)	170 días	lun 24/09/07	mar 11/03/08														
124	Administración	147 días	mié 17/10/07	mar 11/03/08														
125	Operación y Mantenimiento	30 días	lun 11/02/08	mar 11/03/08														
126	Cesión de derechos de uso	142 días	lun 22/10/07	mar 11/03/08														
127	Supervisión de proyecto, obra y gestión económica de la obra.	170 días	lun 24/09/07	mar 11/03/08														



EVALUACIÓN COSTO BENEFICIO SOCIAL Y EMPRESARIAL

Octubre 2008

PROYECTO DE
INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA DE 500
MW
URUGUAY-BRASIL



“Proyecto a ser financiado con recursos del Fondo
para la Convergencia Estructural del
MERCOSUR”



INDICE

1	Resumen Ejecutivo.....	3
2	Modelo de simulación energética empleado para la evaluación económica.....	4
2.1	Origen del modelo.....	4
2.2	Antecedentes de utilización del modelo.....	4
2.3	Descripción del modelo.....	4
2.3.1	Características generales.....	5
2.3.2	Fase 1 – Optimización del uso del embalse de Bonete.....	5
2.3.3	Optimización del despacho semanal.....	7
2.3.4	Fase 2 - Simulación.....	8
3	Hipótesis de la simulación.....	11
3.1	Datos generales.....	11
3.2	Combustibles.....	11
3.3	Sistema de generación.....	11
3.3.1	Generación actual.....	11
3.3.2	Expansión del parque de generación.....	11
3.4	Comercio internacional.....	12
3.4.1	Argentina.....	12
3.4.2	Brasil.....	12
4	Representación del proyecto de interconexión.....	14
5	Evaluación económica.....	15
5.1	Evaluación a nivel país.....	16
5.1.1	Inversión.....	16
5.1.2	Beneficios derivados de la ejecución del proyecto.....	16
5.1.3	Resultados de la evaluación costo beneficio país.....	17
5.2	Evaluación desde la óptica empresarial.....	19
5.2.1	Inversión.....	19
5.2.2	Beneficios derivados de la ejecución del proyecto.....	20
5.2.3	Resultados desde la óptica empresarial.....	20
6	Sensibilidad al precio del petróleo.....	22
ANEXO I:	Flujos de energía a través de la Interconexión.....	24



Proyecto a ser financiado con recursos del Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR

1 Resumen Ejecutivo

En el presente documento se presenta una evaluación económica del proyecto de interconexión eléctrica de gran porte (500MW) entre la República Oriental del Uruguay y la República Federativa de Brasil.

Se evalúa como un todo el conjunto de instalaciones del proyecto de interconexión, ya que no tendría sentido considerar separadamente las instalaciones a financiar por el FOCEM, que por sí solas no permiten la interconexión entre los dos países.

Se realizaron simulaciones del sistema de generación de Uruguay en dos escenarios de expansión del parque de generación 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 dos escenarios incluyen el empleo de gas natural licuado y difieren en la potencia instalada en ciclos combinados. Las inversiones en generación son semejantes a las previstas en el plan de inversiones de UTE. Se consideró como caso base del precio del crudo un valor de 100 dólares por barril.

Se realizaron evaluaciones desde dos puntos de vista:

- Una evaluación costo beneficio desde la óptica país, de Uruguay
- Una evaluación empresarial, desde la óptica del conjunto de las empresas de propiedad pública que ejecutan el proyecto, UTE e ISUR.

Respecto a las transacciones por la interconexión se adoptó un criterio conservador para la magnitud de las mismas:

- Se consideran solamente importaciones spot (o de oportunidad) realizadas por Uruguay desde Brasil, sin tomar en cuenta la posibilidad de realización de contratos de importación desde Brasil y la exportación a Brasil. Para las importaciones desde Brasil, se tomaron precios que reflejan los costos marginales de Brasil, más un margen. Se estima que los márgenes tomados reflejan aproximadamente el régimen de comercio spot vigente, que según el Memorandum de Entendimiento firmado por los ministros de energía de ambos países en julio de 2006 se prolongaría por 25 años.
- No se computa ningún beneficio para el proyecto por el eventual comercio entre Argentina y Brasil a través de la interconexión.

Los resultados obtenidos son los siguientes.

- **Desde la óptica costo beneficio para el país:** en ambos escenarios de generación las tasas de retorno son del 20% y 17% reales (es decir en dólares constantes) respectivamente. La tasa de retorno es menor en el escenario en el que el parque de generación local tiene mayor potencia en ciclos combinados, como era esperable.
- **Desde la óptica empresarial (consolidando los resultados de UTE e ISUR):** en ambos escenarios de generación las tasas de retorno son del 15% y 12% reales (es decir en dólares constantes) respectivamente.

Dado que las tasas anteriores son reales, es decir se calculan a partir de flujos en dólares de poder de compra constante; las tasas de retorno correspondientes sobre los flujos en dólares corrientes, son mayores que las anteriores aproximadamente en la tasa de pérdida de valor del dólar.



Proyecto a ser financiado con recursos del Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR

En cuanto a los valores actuales netos de los beneficios del proyecto (VAN) en todos los casos analizados, tanto en promedio de todas las crónicas como en un análisis crónica a crónica, los mismos fueron positivos.

2 Modelo de simulación energética empleado para la evaluación económica

2.1 Origen del modelo

El modelo de simulación energética utilizado fue desarrollado por ELECTRICITE de FRANCE (EDF) de junio a noviembre de 1987 especialmente para UTE.

Es semejante a otros empleados en la región en cuanto a los algoritmos de programación dinámica que aplica, particularmente con el OSCAR y MARGO de Argentina, que también fueron desarrollados con la colaboración de EDF. Desde ese momento, técnicos de UTE lo han seguido desarrollando y perfeccionando de acuerdo a las demandas que su empleo han ido requiriendo.

2.2 Antecedentes de utilización del modelo

Este modelo ha venido utilizándose desde fines de la década del 80.

En primer lugar, se utiliza para la optimización de la gestión del embalse principal del sistema eléctrico uruguayo (Rincón del Bonete) mediante la determinación del valor del agua del mismo. En este uso, el modelo es operado por el Despacho Nacional de Cargas de UTE.

Por su parte, este modelo ha sido empleado desde 1989 en todos los estudios técnico-económicos de proyectos de generación. En particular ha sido usado para realizar los estudios que justificaron las inversiones de UTE en generación realizadas desde esa fecha y para sustentar los respectivos proyectos ante los organismos financiadores:

- En 1990, para la Central Térmica de Respaldo La Tablada, financiada por el Eximbank.
- En 1996 para la formulación y posterior ejecución del proyecto de instalación de una convertidora de frecuencia en Rivera-Livramento financiada por el Banco Interamericano de Desarrollo (BID)
- En 2006 y 2007, para la Central Punta del Tigre, financiada en su primera etapa por Gobco (fondo manejado por Citigroup), actuando Eximbank en la garantía del préstamo, y en su ampliación por la CAF y bancos locales.

También ha sido utilizado en diversas ocasiones para el estudio de la conveniencia de contratos de compra de energía a los países vecinos. Por su parte, actualmente está siendo utilizado para el estudio de viabilidad de la instalación de una 5ª turbina en la Central Hidráulica "Gabriel Terra" en el Río Negro y de la instalación de motores generadores a fueloil en el.

2.3 Descripción del modelo



Proyecto a ser financiado con recursos del Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR

2.3.1 Características generales

El modelo determina la operación óptima del embalse de Rincón del Bonete, mediante un algoritmo de programación dinámica estocástica.

El modelo simula el comportamiento de un parque dado frente a distintas crónicas de aportes hidráulicos, disponibilidad de importación y de máquinas térmicas.

En su aplicación actual al proyecto de interconexión que se está evaluando, se calculan los flujos anuales esperados de ahorro en los costos variables de explotación del sistema eléctrico uruguayo (costo de los combustibles requeridos más los costos por falla de suministros), que se producen como resultado del proyecto.

El modelo procede en dos etapas sucesivas:

- Optimización el uso del embalse de Rincón del Bonete dados el parque de generación y la demanda
- Simulación de la gestión en el futuro del parque, con las crónicas de aportes históricos

2.3.2 Fase 1 – Optimización del uso del embalse de Bonete

Mediante un algoritmo de programación dinámica estocástica se determina el valor del agua del embalse, en cada semana del período a simular:

- para cada estado posible del embalse de Bonete (que se discretiza en 8 pasos de stock)
- para cada condición de una variable de estado hidrológica, representada por los aportes de las últimas 12 semanas a las centrales hidráulicas (que se discretiza en 5 clases)

El uso de la variable de estado hidrológica permite reflejar el hecho de que las sequías en el país pueden prolongarse por varios meses y aún años. Si ha habido aportes escasos en el pasado reciente, es más probable que continúen siendo escasos.

El valor del agua es el costo de oportunidad del empleo presente de un metro cúbico de agua.

Los datos principales de la fase de optimización del modelo son, para todo el horizonte de estudio:

- Demanda bajo la forma de 4 escalones semanales de potencia
- Centrales hidráulicas: potencia, rendimiento y disponibilidad semanal y semanas de mantenimiento.
- Aportes hidráulicos por semana en cada una de las tres cuencas con aportes: Salto Grande, Bonete y Palmar. Se dispone de crónicas con los aportes históricos semanales del período 1909-2007.
- Parque térmico: caracterizado por las potencias máxima y de mínimo técnico, los rendimientos a plena carga y en mínimo técnico, la probabilidad de disponibilidad semanal y las semanas de mantenimiento de cada central.



Proyecto a ser financiado con recursos del Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR

- Disponibilidad y precios de recursos de importación y posibilidades de exportación, para cada semana, escalón de demanda y crónica de aportes.

En la optimización se supone que la evolución de la variable hidrológica sigue un proceso de Markov de orden 1, de paso semanal. Esta hipótesis es necesaria para la programación dinámica estocástica.

El proceso queda definido por las matrices de probabilidades de transición P^t cuyos elementos son:

p_{ij}^t = probabilidad de pasar del estado hidrológico i al estado j en la semana t

por ejemplo, la probabilidad de pasar del estado 1 (muy seco) al estado 2 (seco) estando en la semana 10 del año.

Las probabilidades de transición se estiman contando las transiciones ocurridas realmente en la serie histórica de aportes 1909-2006, por ejemplo: de los 98 años históricos, cuántas veces se pasó de estado 1 a estado 2, en la semana 10 de esos años

La programación dinámica estocástica permite calcular:

- Valores de Bellman en t : definido como el mínimo valor esperado posible de los costos totales de operación y falla del sistema entre t y el fin del horizonte de estudio (T), cuando entre t y T se opera óptimamente el sistema
- Valores del agua en t : definido como el valor esperado de los ahorros en el costo de operación entre t y T , por disponer de 1 m^3 adicional de agua (costo de oportunidad del uso del agua)

Los valores de Bellman y valores del agua se calculan para cada semana del horizonte de estudio, para cada estado del embalse S y de la variable de estado hidrológica H . El cálculo se hace en forma recursiva, comenzando por el final del período de estudio, el período T , es decir que la programación dinámica procede "hacia atrás", desde el futuro hasta el presente.

La recursión que permite calcular la tabla de valores de Bellman en la semana t a partir de los valores de la semana $t+1$ es de la forma:

$$VB_t(S,H) = \min_{u_t} [C_t(S, H) + \text{Valor esperado}(VB_{t+1}(S,H))]$$

Donde:

- S es el paso de stock ($S=1, 8$)
- H es el valor de la variable hidrológica ($H=1,5$)
- u_t uso del embalse en t

Para calcular el mínimo costo sumado de operación semanal $C_t(S, H)$ y valor de Bellman en $t+1$ en cada transición, se emplea un algoritmo de programación lineal, que se describe en el punto siguiente.



Proyecto a ser financiado con recursos del Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR

Se parte de valores de Bellman nulos al fin del horizonte T de optimización y se procede a calcular las tablas de valores de Bellman y los valores del agua para cada S y H posible, en T-1, T-2,.....hasta el presente

El valor del agua es la derivada del valor de Bellman respecto al volumen S de agua, que se calcula por una aproximación discreta.

El resultado final de la fase de optimización es una tabla de valores del agua para cada semana del período estudiado, para cada estado del embalse y de la variable hidrológica.

2.3.3 Optimización del despacho semanal

El despacho semanal para calcular el costo total semanal, tanto a los fines de la optimización como de la simulación, se hace mediante programación lineal.

Las variables de la programación lineal son las potencias de cada uno de los recursos de generación y la falla, en cada uno de los escalones de demanda.

El objetivo es la minimización de los costos totales en la semana, suma de costos de oportunidad del agua del embalse de Rincón del Bonete, más costos de combustible, importación y falla, menos los ingresos por exportación.

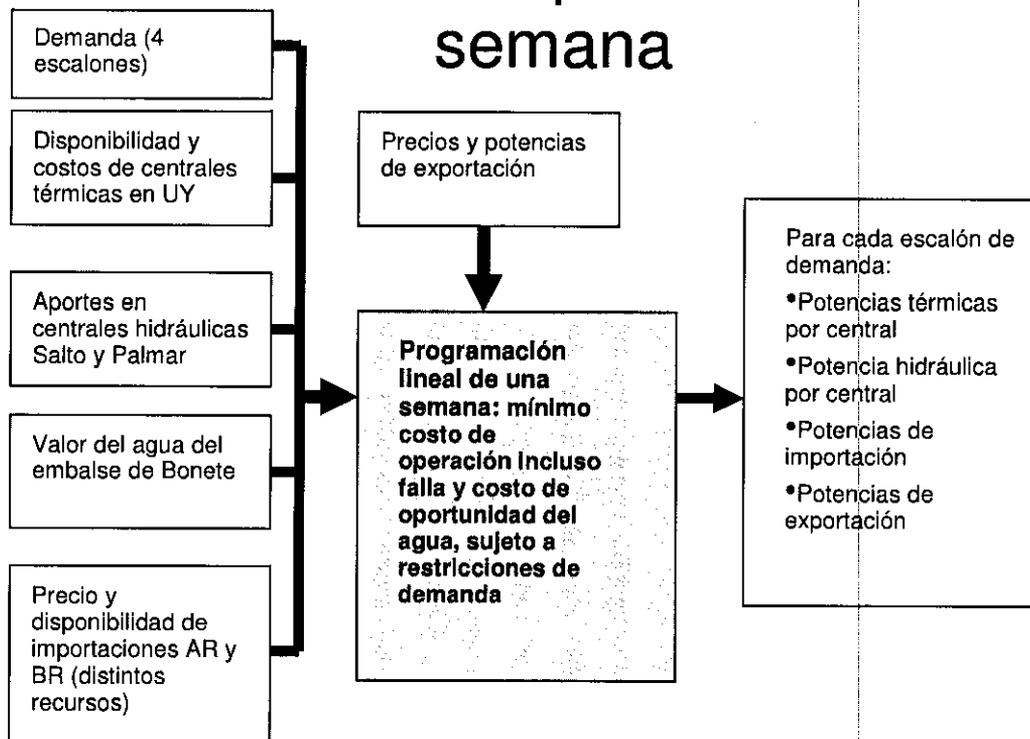
Las restricciones en la programación lineal resultan de:

- El cubrimiento de la demanda en cada uno de los escalones de la demanda.
- Las restricciones de potencia máxima y mínimo técnico de las centrales térmicas.
- Las restricciones de potencia máxima de importación y exportación para cada uno de los recursos considerados.
- Las restricciones de balance hidráulico de las centrales hidroeléctricas.

El esquema siguiente muestra esquemáticamente los datos y resultados de la programación lineal en la operación de cada semana.


F.M.


Decisión de la operación en una semana



2.3.4 Fase 2 - Simulación

Los datos principales de la simulación son, para todo el horizonte de estudio:

- Demanda bajo la forma de 4 escalones semanales de potencia
- Centrales hidráulicas: potencia, rendimiento y disponibilidad semanal y semanas de mantenimiento.
- Aportes hidráulicos por semana en cada una de las tres cuencas con aportes: Salto Grande, Bonete y Palmar. Se dispone de crónicas con los aportes históricos semanales del período 1909-2007.
- Parque térmico: caracterizado por las potencias máxima y de mínimo técnico, los rendimientos a plena carga y en mínimo técnico, la probabilidad de disponibilidad semanal y las semanas de mantenimiento de cada central.
- Disponibilidad y precios de recursos de importación y posibilidades de exportación, para cada semana, escalón de demanda y crónica de aportes.
- Valores del agua calculados en la fase previa de optimización, bajo la forma de una tabla con un valor del agua por semana, por nivel del embalse y por clase hidrológica.

En el análisis de simulación se consideran todas las situaciones (crónicas) hidrológicas de Uruguay registradas históricamente entre 1909 y 2006



Proyecto a ser financiado con recursos del Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR

Por ejemplo, en el estudio de horizonte 8 años (2008-2015) realizado para el proyecto de interconexión, en la simulación se consideran las sucesiones de 8 crónicas de aportes hidráulicos, encadenadas circularmente, como sigue:

-1909 - 1910 - 1916
-1910 - 1911 -1917
-.....
-1999 - 2000 -2006
-2000 - 2001 -1909
-.....
-2006 -1909 -.....1915
-

Se simula el comportamiento del parque de generación en los ocho años 2008-2015 con sus respectivos parques de generación y demandas futuros planeados, tomando como aportes hidráulicos futuros, cada una de las 98 sucesiones de aportes históricos descritas

Se estima que al considerar la totalidad de las situaciones hidráulicas registradas en el pasado se está reflejando el universo de posibles situaciones hidráulicas futuras, que son variables aleatorias.

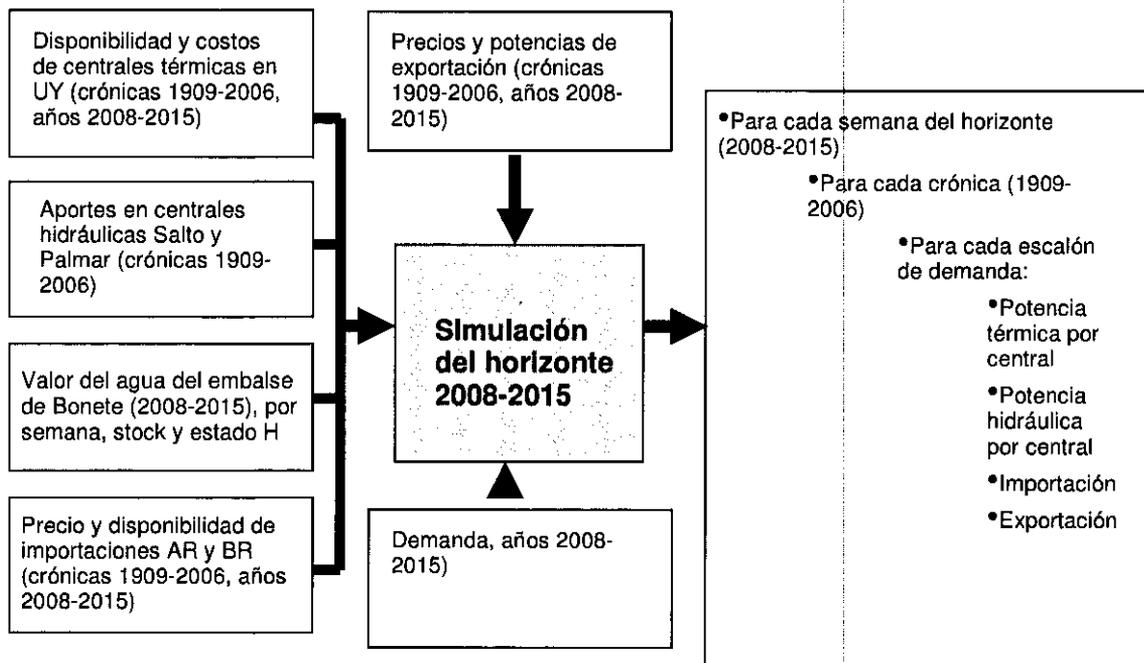
Para cada uno de los años 2008-2015, y cada variable económica relevante:

- Se toma como representativo del valor esperado, al respectivo promedio de la variable realizado sobre las 98 sucesiones de aportes históricos simuladas
- Se pueden generar las distribuciones de los 98 casos como estimaciones de las verdaderas distribuciones de probabilidad

Los costos marginales de Brasil para cada crónica de aportes históricos en el período 1931-2005 se obtuvieron de la Empresa de Pesquisa Energética de Brasil, EPE. Para las crónicas en las que no se dispuso de costos marginales de Brasil (1909-1930), se eligieron los costos de otra crónica en la que sí existen esos valores. Esta segunda crónica se elige de modo que ambas crónicas tengan niveles de generación hidráulica total en Uruguay lo más próximos posibles.

El siguiente esquema muestra los datos y resultados de la simulación.

Datos y resultados de la simulación





Proyecto a ser financiado con recursos del Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR

3 Hipótesis de la simulación

3.1 Datos generales

Horizonte del estudio económico

Se consideró un período de 30 años a partir del año 2010, año de entrada en servicio del proyecto.

Plazo de la simulación

Se realizaron simulaciones en el período 2008-2015, dado que más allá de este último año la incertidumbre sobre el parque de generación es mayor, y no se dispone de costos marginales de Brasil.

3.2 Combustibles

Precio del petróleo

Se tomó un precio constante de 100 U\$/bbl para todo el período de estudio y luego se realizó un análisis de sensibilidad para un precio de 70 U\$/bbl

Precio y disponibilidad del gas natural

Se consideró que a partir del año 2010 existirá gas natural licuado a un precio variable (es decir, sin incluir los costos fijos de regasificación) de 8.00 U\$/MBtu.

3.3 Sistema de generación

3.3.1 Generación actual

El parque está compuesto por la Central Batlle (5º, 6º y Sala B), la CTR La Tablada, la turbina de Maldonado y 300 MW en Punta del Tigre (a partir de 2008).

Se considera que la turbina de Maldonado sale de servicio en el 2008.

No se modifica el parque de centrales hidráulicas respecto a la situación actual.

3.3.2 Expansión del parque de generación

Se consideran dos escenarios respecto a la incorporación de generación en los próximos años:

Escenario A: Motores 150 MW y CC en Punta del Tigre

Se van incorporando módulos de 50 MW cada año de motores de combustión interna, a partir del año 2008 y hasta el 2010, de modo de completar 150 MW. Éstos motores obtienen un rendimiento del orden del 45% y emplean fuel oil.

En el 2010 se combinan las turbinas aeroderivadas de Punta del Tigre obteniendo un 25% más de rendimiento y potencia, es decir, 50% de rendimiento y 375 MW de



Proyecto a ser financiado con recursos del Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR

potencia. En el ciclo combinado resultante se emplea gas natural, procedente de una planta de regasificación.

Escenario B: Motores 150 MW, CC en Punta del Tigre y otro CC de 180 MW

Además de los 150 MW de motores y de la combinación de Punta del Tigre, se agrega otro ciclo combinado de 180MW con un 52% de rendimiento con entrada en servicio en el 2012.

En el ciclo combinado de Punta del Tigre y el ciclo combinado de 180 MW se emplea gas natural, procedente de la planta de regasificación.

Generación distribuida: En ambos escenarios se incorpora la compra de energía generada por productores pequeños que se despachan en la base, por 30 MW efectivos a partir del 2008.

3.4 Comercio internacional

Se consideran los siguientes recursos de importación:

3.4.1 Argentina

Se supone que es posible la importación ocasional de:

- 150 MW a precio 120 US\$/MWh (representando aproximadamente centrales a fuel oil), con disponibilidad de oferta del 50% en los meses fuera del invierno y del 20% en los cuatro meses del invierno.
- 150 MW a precio 200 US\$/MWh (representando aproximadamente centrales a gasoil), con disponibilidad de oferta del 75% en los meses fuera del invierno y del 40% en los cuatro meses del invierno.

3.4.2 Brasil

Se supone importación spot desde Brasil, por la convertidora existente en Rivera-Livramento de 70 MW de potencia; los precios y disponibilidades de importación dependen de los costos marginales de Brasil de acuerdo a la siguiente tabla:

Costo marginal de Brasil Sur (CMgBR)	Menor a 2 US\$/MWh	Entre 2 y 40 US\$/MWh	Entre 40 y 60 US\$/MWh	Mayor a 60 US\$/MWh
Disponibilidad de la potencia	80%	50%	50%	0
Precio de compra por Uruguay (US\$/MWh)	20	50	20 + CMgBR	---

Las disponibilidades se refieren a la totalidad de la potencia, en este caso de 70 MW.

Los costos marginales de la región Sur de Brasil por crónica de aportes históricos de Brasil y por mes, para el horizonte 2007-2015, fueron proporcionados a UTE por la EPE, valorados en reales, y se pasaron a dólares con el tipo de cambio de 1.8



Proyecto a ser financiado con recursos del Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR

R\$/US\$. En las simulaciones se asociaron las crónicas históricas de Brasil con las respectivas crónicas históricas de Uruguay a los efectos de la simulación.

Para las importaciones desde Brasil, se tomaron precios que reflejan los costos marginales de Brasil, más un margen. Se estima que los márgenes tomados reflejan aproximadamente el régimen de comercio spot vigente, que según el Memorandum de Entendimiento firmado por los ministros de energía de ambos países en julio de 2006 se prolongaría por 25 años.

Según el costo marginal del sur de Brasil:

- Para costos marginales muy bajos, menores a 2 US\$/MWh la importación procedería de excedentes de vertimiento, de costo nulo más un margen que se estimó en 20 US\$/MWh, de manera conservadora. La disponibilidad de la importación es del 80%.
- Para costos marginales entre 2 y 60 US\$/MWh, se reduce la disponibilidad de excedentes de Brasil a 50% y se toman precios que intentan reflejar los costos de generación térmica de unidades excedentarias de Brasil, más un margen.
- Para costos marginales superiores a 60 US\$/MWh no tienen lugar importaciones.

En el análisis de simulación empleado, se consideran todas las situaciones (crónicas) hidrológicas de Uruguay registradas entre 1909 y 2006. Por otro lado se dispuso de las crónicas de costos marginales del sur de Brasil en el período 1931-2001.

Para determinar qué costos marginales de Brasil emplear en una crónica de Uruguay en la que no se tenían datos de Brasil, se optó por el siguiente procedimiento. Sea por ejemplo la crónica 1909, de la que no se dispone de costos marginales para Brasil. Se tomó para Brasil los costos marginales de aquella crónica dentro del período 1931-2001, en la que la generación hidráulica total en Uruguay en la simulación, fuese la más cercana a la generación hidráulica total en Uruguay simulada para la crónica 1909.

Lo anterior implica suponer que existe cierta correlación entre los aportes de los dos países, es decir que si la generación total en Uruguay es semejante en dos crónicas históricas, los costos marginales del sur de Brasil tenderán a ser semejantes en las mismas crónicas. Esta es una hipótesis que simplifica groseramente el problema pero se estima que es más adecuada que la de independencia de ambas variables, y debe realizarse para aprovechar la totalidad de las crónicas de aportes históricos de Uruguay.

Se ha supuesto en este estudio que los costos marginales de Brasil tendrían sólo una variación de segundo orden ante variaciones de los precios del petróleo, dado que en buena parte dichos costos marginales están determinados por recursos hidráulicos, generación con recursos locales de carbón y valoración de costos de falla.

Handwritten signatures and initials, including "F.A." and "J.A.".



Proyecto a ser financiado con recursos del Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR

4 Representación del proyecto de interconexión

Se supone la entrada en servicio de la interconexión con Brasil de 500 MW de capacidad a mediados del 2010 y que la inversión tiene lugar en un 30%, 63% y 7% en cada uno de los años 2008, 2009 y 2010 respectivamente.

La inversión total del proyecto se puede dividir en cuatro grandes rubros. A saber; la convertidora de frecuencia, la línea de transmisión Melo-Frontera, la línea de transmisión San Carlos-Melo con la ampliación de ambas estaciones y la línea de transmisión entre la frontera y Presidente Medici (esta última en territorio de Brasil).

Los precios y disponibilidad de la importación ocasional se modelaron como dependientes de los costos marginales de Brasil de igual forma en que se intercambia energía por la convertidora de Rivera-Livramento, es decir que también están dados por la tabla siguiente, que reproduce la del punto anterior.

Costo marginal de Brasil Sur (CMgBR)	Menor a 2 US\$/MWh	Entre 2 y 40 US\$/MWh	Entre 40 y 60 US\$/MWh	Mayor a 60 US\$/MWh
Disponibilidad de la potencia	80%	50%	50%	0
Precio de compra por Uruguay (US\$/MWh)	20	50	20 + CMgBR	---

Las disponibilidades se refieren a la totalidad de la potencia, en este caso de 500 MW.

Valen las mismas consideraciones cualitativas presentadas en el punto anterior, respecto al criterio para determinar los precios.

Esta modelación estima de manera conservadora los beneficios ya que:

- Se consideran solamente intercambios de oportunidad entre Uruguay y Brasil, determinados por los valores de costos marginales de Brasil y la situación energética de Uruguay en cada situación simulada, sin tomar en cuenta la posibilidad de realización de contratos de importación desde Brasil, ni las exportaciones a Brasil.
- No se computa ningún beneficio por eventual comercio entre Argentina y Brasil a través de la interconexión.



Proyecto a ser financiado con recursos del Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR

5 Evaluación económica

Para evaluar económicamente la interconexión; se realizan los siguientes pasos:

- 1.- se realiza dos veces la optimización y simulación del sistema de generación de Uruguay; una contando con el proyecto y la otra sin él.
- 2.- se calculan los costos de abastecimiento de la demanda de energía eléctrica en cada caso.
- 3.- se comparan los costos en ambos casos (con y sin el proyecto). Una reducción de costos cuando se cuenta con la interconexión es considerada beneficios del proyecto para el conjunto del sistema de generación de Uruguay

Se consideró un horizonte de comparación económica de 30 años a partir de la entrada en servicio de la interconexión, si bien las simulaciones realizadas llegan sólo hasta el año 2015. Los beneficios a partir del año 2016 se tomaron iguales al promedio de los últimos tres años simulados.

Se consideraron dos escenarios de expansión del parque de generación de Uruguay:

- **Escenario A: Motores 150 MW y ciclo combinado en Punta del Tigre de 375 MW**
- **Escenario B) Motores 150 MW, ciclo combinado en Punta del Tigre de 375 MW y ciclo combinado de 180 MW**

El ciclo combinado en Punta del Tigre, resultante de agregar un ciclo de vapor a las turbinas en ciclo abierto existentes, entra en servicio en 2010.

El ciclo combinado de 180 MW entra en servicio en 2012 en el escenario B.

Se emplea gas natural procedente de una planta de regasificación en los dos ciclos combinados referidos anteriormente.

Los dos escenarios considerados son semejantes a las instalaciones previstas en el plan de inversiones de UTE, junto a la hipótesis de entrada del gas natural licuado, a partir del proyecto que se está desarrollando en forma conjunta con Argentina.

A su vez se considera un sólo caso para los costos de inversión del proyecto, que reflejan los últimos datos respecto a los precios de compra de la convertidora de frecuencia y de las ampliaciones de estaciones San Carlos y Melo, que se están licitando en el momento de redacción de este informe.

Por otro lado, se supuso que el proyecto de interconexión tendrá costos de operación y mantenimiento iguales al 2% de la inversión, en cada uno de los años de su funcionamiento.

Se realizó la evaluación económica desde la óptica costo-beneficio país, y desde la óptica empresarial (en este último caso viendo la situación de UTE e ISUR en conjunto).

Los análisis se hacen tomando como unidad de cuenta dólares de poder de compra constante del año actual, por lo que las tasas de rentabilidad obtenidas son tasas reales en dólares.

[Handwritten signature]
F.D.



Proyecto a ser financiado con recursos del Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR

5.1 Evaluación a nivel país

5.1.1 Inversión

Para realizar la evaluación económica a nivel del país, se debe considerar la inversión a precios de cuenta.

La presupuestación del proyecto presentada en el Documento "Descripción del proyecto" está realizada bajo la hipótesis de que los equipos y materiales a instalarse en Uruguay no están gravados por aranceles e impuestos indirectos, por lo que se encontrarían ya valorados a precios de frontera. En cuanto a la obra civil y montaje de estaciones y líneas en Uruguay se utilizó un factor de conversión de 0.77¹ aplicable sobre la obra civil y montaje de estaciones y líneas.

Se ha supuesto que en la presupuestación indicada, la desagregación entre equipos CIF y obra civil y montajes es la de la siguiente tabla:

	Estaciones y convertidora de frecuencia	Líneas
Equipos y materiales CIF	75%	67%
Obra civil y montaje	25%	33%

Se supuso que el reparto de las inversiones por año es de un 30% en el año 2008, 63% en el 2009 y 7% en el 2010.

Como resultado, luego de aplicar esos precios de cuenta, la desagregación y el cronograma de inversiones del proyecto relevante para la evaluación costo-beneficio en la óptica país son los que se presenta en la tabla siguiente:

		Convertora	Línea Melo-Frontera	Ampliación Est.SCarlos y Melo	Línea S.Carlos Melo	Total UY	Línea Frontera-P.Medici	TOTAL
2008	30%	39.39	4.55	5.35	24.69	73.99	19.31	93.30
2009	63%	84.23	9.74	11.44	52.79	158.20	41.30	199.50
2010	7%	9.14	1.06	1.24	5.73	17.17	4.48	21.65
		132.76	15.35	18.04	83.22	249.36	65.10	314.46

5.1.2 Beneficios derivados de la ejecución del proyecto

En la estimación de la tasa interna de retorno del proyecto, se consideraron las inversiones descritas anteriormente y los flujos anuales promedio de ahorro en los costos variables, que se producen como resultado del proyecto. Dicho promedio se realiza considerando los valores respectivos simulados para todas las crónicas de aportes consideradas (1909-2006).

Como beneficios derivados de la ejecución del proyecto se incluyeron

- ahorro de costos de combustible

¹ Extraído de "estimación de precios de cuenta para la evaluación económica de proyectos" de Andrés Pereyra. Publicado en abril del 2004 por la Presidencia de la República y la OPP.



Proyecto a ser financiado con recursos del Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR

- ahorro de importaciones (en realidad negativo ya que se aumenta la importación por el proyecto)
- ahorro de costos de falla derivado del proyecto

El ahorro de costos de falla se estimó considerando los costos unitarios de falla según la profundidad de la misma, determinados por el Ministerio de Industria, Energía y Minería, que siguen la siguiente pauta:

Profundidad de la falla	Costo de falla en US\$/MWh
0 a 5%	250 US\$/MWh
5 a 12.5%	400 US\$/MWh
12.5 a 20%	1200 US\$/MWh
Mayor a 20%	2000 US\$/MWh

Estos costos de falla reflejan la valoración social del racionamiento de energía, y son por lo tanto los adecuados para una evaluación costo beneficio país.

5.1.3 Resultados de la evaluación costo beneficio país

5.1.3.1 Escenario A: Motores 150 MW y Ciclo Combinado en Punta del Tigre

En este caso se incorporan en el parque de generación de Uruguay, motores por 150MW y se combina la central de Punta del tigre en el 2010. Existe gas para Punta del tigre y su combinación todo el año.

Como resultado la TIR de los flujos promedio del proyecto en un plazo de 30 años a partir de la entrada en servicio es del 20% con un VAN de 356 MUS\$ a una tasa de 10%.

Los flujos anuales relevantes son los de la tabla siguiente

Escenario A	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016 al 2039
Inversión inicial	-93	-200	-22						
Combustible			33	94	104	104	109	142	142
Importaciones			-21	-38	-44	-37	-36	-46	-46
Exportaciones			0	0	0	0	0	0	0
Falla			1	2	5	5	6	10	10
Ahorros promedios			12	58	65	71	79	106	106
Mayor costo de O y M				6	6	6	6	6	6
Flujo neto	-93	-200	-9	51	46	48	55	77	77

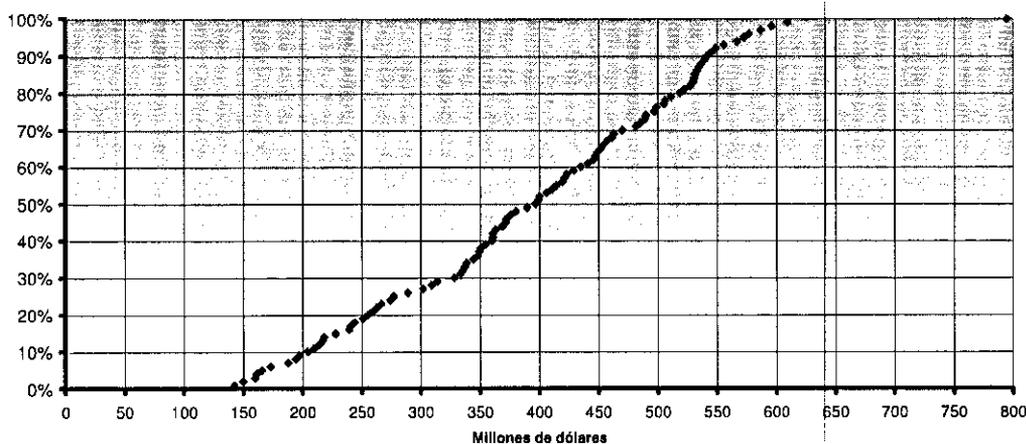
SL
F.M.
[Handwritten signature]

Proyecto a ser financiado con recursos del Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR

Por otro lado, también se analizó la distribución empírica de estos beneficios netos dependiendo de cada escenario hídrico, es decir, crónica a crónica. En el 100% de los escenarios hidrológicos, el VAN es positivo a una tasa del 10% tal como se aprecia en la gráfica siguiente, llegando a superar los 700 MUS\$.

**Distribución de los ahorros generados por crónica
por tener la Interconexión con un CC de 375MW y motores por
150MW**

- no incluye Ingresos por exportación -



5.1.3.2 Escenario B: Motores 150 MW, Ciclo Combinado en Punta del Tigre y un segundo ciclo combinado de 180 MW

En este caso se incorporan en el parque de generación de Uruguay motores por 150MW y se combina la central de Punta del tigre en el 2010. Asimismo, en el 2012 se agrega otro ciclo combinado pequeño de 180MW con un 52% de rendimiento. Existe gas para ambos ciclos todo el año.

Como resultado la TIR de los flujos promedio del proyecto en un plazo de 30 años a partir de la entrada en servicio es del 17% con un VAN de 220 MUS\$ a una tasa de 10%.

Los flujos anuales relevantes son los de la tabla siguiente

Escenario B	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016 al 2039
Inversión inicial	-93	-200	-22						
Combustible			33	94	99	95	100	133	133
Importaciones			-21	-38	-48	-42	-40	-52	-52
Exportaciones			0	0	0	0	0	0	0
Falla			1	2	2	2	2	3	3
Ahorros promedios			13	57	52	54	61	83	83
Mayor costo de O y M				6	6	6	6	6	6

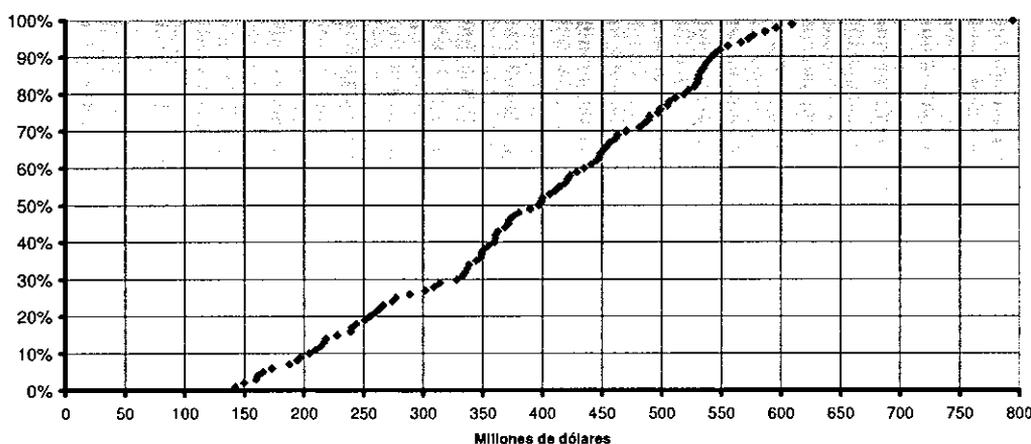


Proyecto a ser financiado con recursos del Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR

Flujo neto	-93	-200	-9	51	46	48	55	77	77
------------	-----	------	----	----	----	----	----	----	----

En el gráfico siguiente muestra la distribución empírica del VAN en las crónicas de aportes consideradas a una tasa del 10%. Se produce también un VAN positivo en el 100% de los casos.

Distribución de los ahorros generados por crónica por tener la Interconexión con un CC de 375MW ; motores por 150MW y otro ciclo de 180MW
- no incluye ingresos por exportación -



5.2 Evaluación desde la óptica empresarial

Se consideró para la evaluación empresarial el conjunto de los costos y beneficios de UTE e ISUR integradas como un todo. Se supuso por simplicidad, que las inversiones en Brasil son incurridas por UTE.

5.2.1 Inversión

Para realizar la evaluación económica desde el punto de vista empresarial, se consideró el siguiente caso de inversión. Aquí no se aplican precios de cuenta por lo que la inversión coincide con el presupuesto para la empresa.

		Convertora	Línea Melo-Frontera	Ampl.Est.SC-Melo	Línea SC-Melo	Total UY	Línea Frontera-P.Medici	TOTAL
2008	30%	41.79	4.93	5.68	26.72	79.12	19.31	98.44
2009	63%	89.37	10.54	12.14	57.13	169.18	41.30	210.48
2010	7%	9.70	1.14	1.32	6.20	18.36	4.48	22.85
		140.86	16.61	19.14	90.05	266.66	65.10	331.76

Sh
F.12
[Signature]



Proyecto a ser financiado con recursos del Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR

5.2.2 Beneficios derivados de la ejecución del proyecto

Los ahorros de combustible y de costos de exportación son idénticos a los de la evaluación desde la óptica país, ya que en aquella estaban evaluados a precios de frontera, porque no existen impuestos o aranceles que graven la compra por UTE de ambos ítems.

Se supuso que los beneficios empresariales para UTE por la reducción de energía no suministrada (falla) debida al proyecto, se valorizan al costo del primer escalón de falla determinado por el Ministerio de Industria, Energía y Minería, igual a 250 US\$/MWh

Esto significa que se hace la hipótesis de que UTE debería pagar una multa de ese monto unitario, como distribuidor, por no disponer de la energía suficiente para abastecer a los clientes y tener que racionarlos. Es decir, que el regulador impondría una multa, por no abastecer la demanda, pero esta sería menor que la totalidad del costo social de falla, como forma de aliviar la situación financiera de la empresa ante una situación de racionamiento prolongado.

Por otro lado, se consideró en la evaluación empresarial, un impacto impositivo en la reducción de costos. En efecto, los beneficios de UTE están gravados por el impuesto denominado IRAE con una tasa del 25%, por lo que por cada dólar de ahorro de costos y por lo tanto de aumento de beneficios, partiendo de una situación de beneficios positivos, se produce un aumento del pago de impuestos de 0.25 dólares.

5.2.3 Resultados desde la óptica empresarial

5.2.3.1 Escenario A: Motores 150 MW y Ciclo Combinado en Punta del Tigre

En este caso se incorporan motores por 150 MW y se combina la central de Punta del tigre en el 2010. Existe gas para Punta del tigre y su combinación todo el año.

Como resultado la TIR de los flujos promedio del proyecto en un plazo de 30 años a partir de la entrada en servicio es del 15% con un VAN de 151 MUS\$ a una tasa de 10%.

Los flujos anuales relevantes son los de la tabla siguiente

Escenario A	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016 al 2039
Inversión inicial	-98	-210	-23						
Combustible			33	94	104	104	109	142	142
Importaciones			-21	-38	-44	-37	-36	-46	-46
Exportaciones			0	0	0	0	0	0	0
Multa por no abastecer la demanda			0.3	1.1	2.2	1.9	3.3	4.6	4.6
Ahorros totales			12	57	62	69	76	101	101



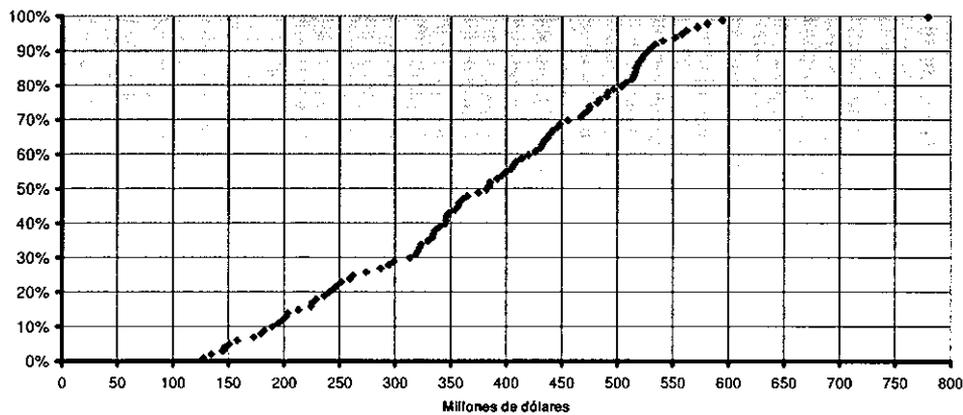
Proyecto a ser financiado con recursos del Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR

Mayor pago de impuestos				14	16	17	19	25	25
Mayor costo de O y M				7	7	7	7	7	7
Flujo neto	-98	-210	-11	36	40	45	50	69	69

También se analizó la distribución empírica de estos beneficios netos dependiendo de cada escenario hídrico, es decir, crónica a crónica. Se observó que en el 100% de los escenarios hídricos, el VAN sería positivo a la tasa 10% real.

Distribución de los ahorros generados por crónica por tener la Interconexión con un CC de 375MW y motores por 150MW

- no incluye ingresos por exportación -



5.2.3.2 Escenario B: Motores 150 MW, Ciclo Combinado en Punta del Tigre y un segundo ciclo combinado de 180

En este caso se incorporan motores por 150MW y se combina la central de Punta del tigre en el 2010. Asimismo, en el 2012 se agrega otro ciclo combinado de 180 MW con un 52% de rendimiento. Existe gas para ambos ciclos todo el año.

Como resultado la TIR de los flujos promedio del proyecto en un plazo de 30 años a partir de la entrada en servicio es del 12% con un VAN de 66 MUS\$ a una tasa de 10%.

Los flujos anuales relevantes son los de la tabla siguiente

Escenario B	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016 al 2039
Inversión inicial	-98	-210	-23						

Handwritten signatures and initials: F.N., J.S., M.

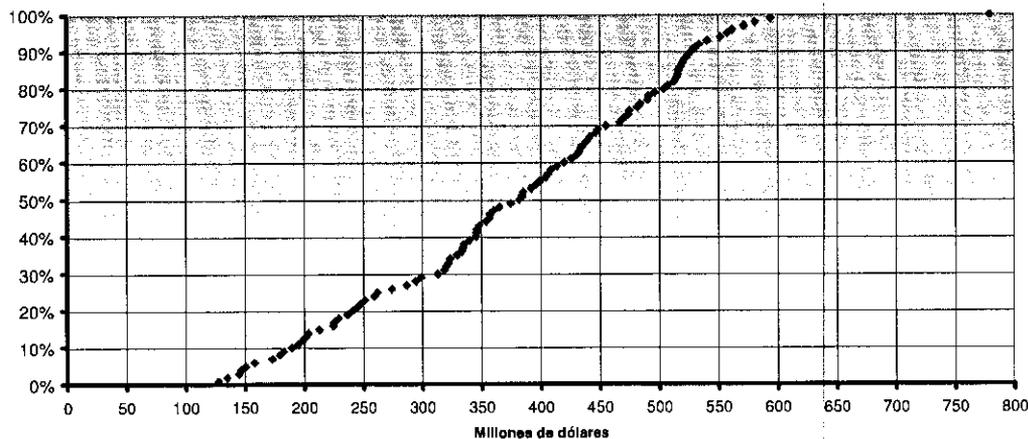


Proyecto a ser financiado con recursos del Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR

Combustible			33	94	99	95	100	133	133
Importaciones			-21	-38	-48	-42	-40	-52	-52
Exportaciones			0	0	0	0	0	0	0
Multa por no abastecer dda			0.3	1.2	0.6	0.6	1.0	1.2	1.2
Ahorros totales			12	56	51	53	60	82	82
Mayor pago de impuestos				14	13	13	15	20	20
Mayor costo de O y M				7	7	7	7	7	7
Flujo neto	-98	-210	-11	36	32	33	38	55	55

También se analizó la distribución empírica de estos beneficios netos dependiendo de cada escenario hídrico, es decir, crónica a crónica como muestra la siguiente gráfica.

**Distribución de los ahorros generados por crónica
por tener la Interconexión con un CC de 375MW; motores por
150MW y otro ciclo de 180MW
- no incluye Ingresos por exportación -**



6 Sensibilidad al precio del petróleo

Una vez presentados todos los resultados tomando un precio constante de 100 U\$/bbl para el petróleo, se analiza la sensibilidad de los mismos frente a un cambio en el precio del crudo, principal agente de los costos variables de operación del sistema.

En esta oportunidad se realiza el análisis para un precio de 70 U\$/bbl manteniendo todo lo demás igual.

Se presentan los resultados para todos los escenarios en forma conjunta en el siguiente cuadro para el promedio de todas las crónicas:



Proyecto a ser financiado con recursos del Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR

VAN al 10% **TIR (%)**

A nivel país

Escenario A	48 MUS\$	12 %
Escenario B	-81 MUS\$	7 %

A nivel empresa

Escenario A	-58 MUS\$	8 %
Escenario B	-155 MUS\$	3 %

Sh
F.M.
Jz



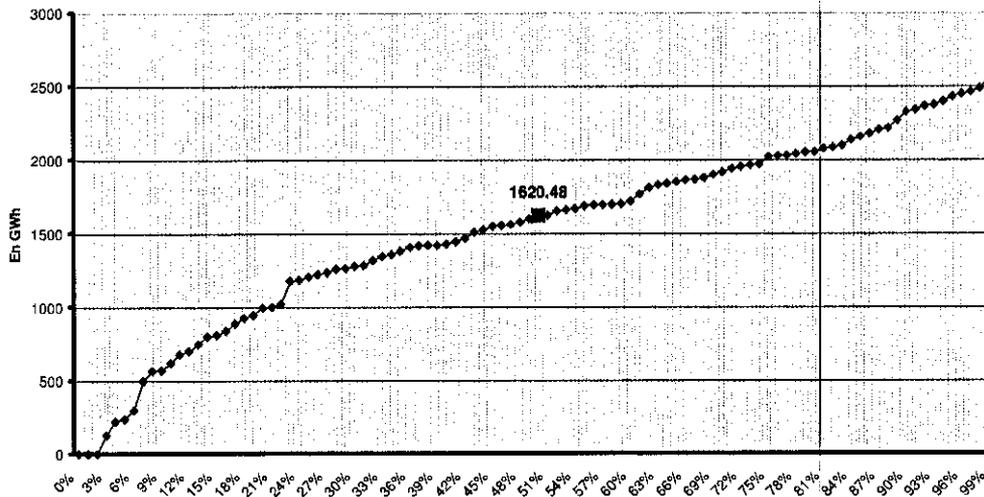
Proyecto a ser financiado con recursos del Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR

ANEXO I: Flujos de energía a través de la Interconexión

Se presentan a continuación los flujos de energía a través de la interconexión para el año 2015 para ambos escenarios de generación.

En primer lugar, se muestra la distribución de probabilidad de los flujos de energía a través de la Interconexión para el año 2015 para todas las crónicas hidrológicas.

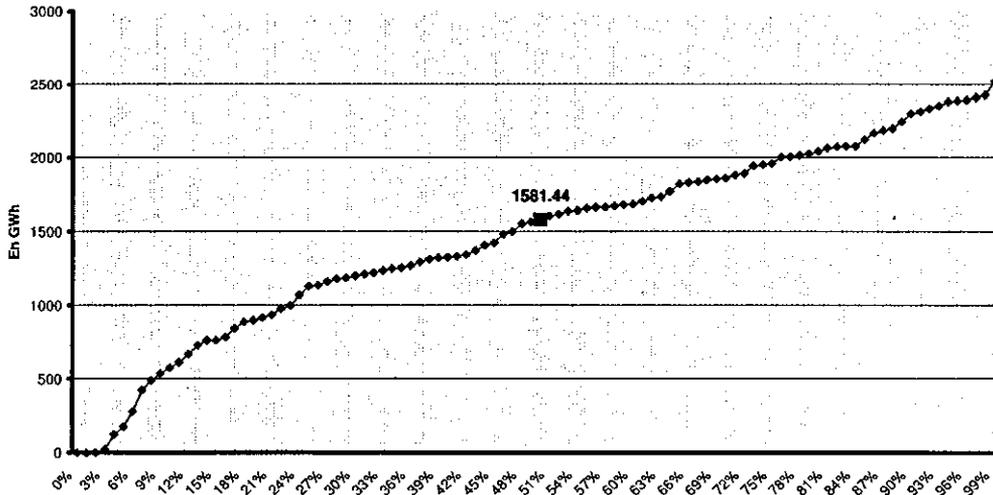
Distribución de probabilidad por crónica hidrológica del flujo de energía a través de la Interconexión
Escenario A -año 2015-





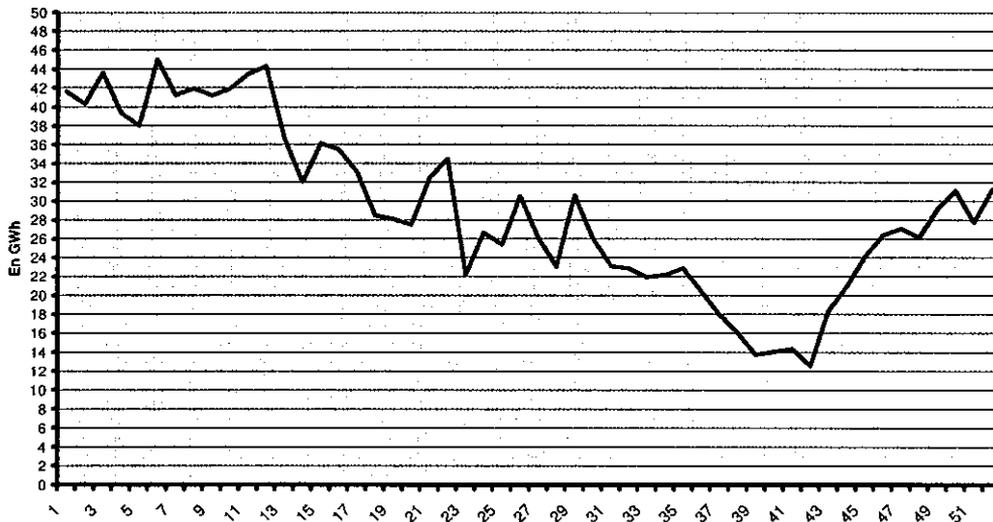
Proyecto a ser financiado con recursos del Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR

**Distribución de probabilidad por crónica hidrológica
del flujo de energía a través de la Interconexión
Escenario B -año 2015-**



Seguidamente, se presentan los flujos promedio de todas las crónicas para cada semana en el año 2015.

**Flujo de energía por semana en todas las crónicas
a través de la Interconexión
Escenario A -año 2015-**

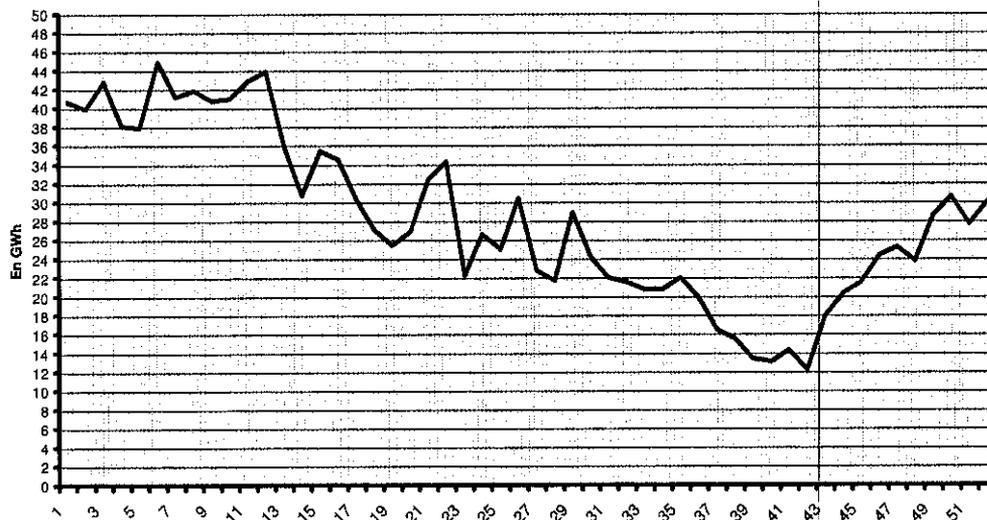


[Handwritten signatures]



Proyecto a ser financiado con recursos del Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR

**Flujo de energía por semana en todas las crónicas
a través de la Interconexión
Escenario B -año 2015-**





PROYECTO
INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA
DE 500 MW
URUGUAY-BRASIL

ANÁLISIS
AMBIENTAL



Sh
F.M.

“Proyecto a ser financiado con recursos del Fondo
para la Convergencia Estructural del MERCOSUR”

Jy

RESUMEN DE GESTIONES AMBIENTALES

Proyecto – Interconexión Eléctrica Uruguay Brasil (incluye línea de 500 kV y una convertidora de frecuencia) dentro de nuestro territorio.

- De acuerdo a la Ley N° 16.466 y su Decreto Reglamentario 349/005, corresponde gestionar Autorización Ambiental Previa.
- Con fecha 11/09/07 se presentó en DINAMA (Dirección Nacional de Medio Ambiente) la Comunicación del Proyecto, (Documento A).
- Con fecha 05/10/07 recibimos de DINAMA el Certificado de Clasificación de Proyecto con categoría "B" que corresponde al tipo de"proyectos de actividades, construcciones u obras, cuya ejecución pueda tener impactos ambientales significativos moderados, cuyos efectos negativos puedan ser eliminados o minimizados mediante la adopción de medidas bien conocidas y fácilmente aplicables." (Documento B).
- Con fecha 19/01/2010 la DINAMA concedió la Autorización Ambiental Previa del Proyecto (Documento C).



Proyecto a ser financiado con recursos del Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR

Comunicación del Proyecto en
DINAMA (Dirección Nacional de
Medio Ambiente)
DOCUMENTO A

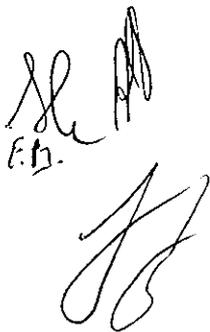
Handwritten signatures and initials:
F.N.
A.A.
[Signature]

INDICE

- 1.- **Antecedentes, objetivo y justificación del proyecto**
- 2.- **Titular**
- 3.- **Identificación predial**
- 4.- **Técnicos responsables**
- 5.- **Descripción de los proyectos de línea y de la convertidora**
- 5.1.- **Estudios previos e información de base para determinación de la traza de la Línea y la localización de la convertidora**
 - 5.1.1.- Determinación de la traza de la línea
 - 5.1.2.- Selección del sitio de implantación para la Convertidora
- 5.2.- **Descripción del proyecto ejecutivo**
 - 5.2.1.- Descripción de la línea
 - 5.2.2.- Descripción de la convertidora
 - 5.2.3.- Descripción de la ampliación de la Estación San Carlos
- 5.3.- **Descripción de las etapas de la obra**
 - 5.3.1.- Obra de la línea
 - 5.3.2.- Obra de la convertidora
- 6.- **Descripción del Medio Ambiente**
 - 6.1.- Área de influencia de la línea
 - 6.2.- Área de influencia de la convertidora
- 7.- **Normativa de alcance Nacional**
 - 7.1.- Medio ambiente general
 - 7.2.- Calidad de aire
 - 7.3.- Ruido
 - 7.4.- Protección y gestión de los recursos hídricos y defensa de costas
 - 7.5.- Protección de la flora silvestre y el monte indígena
 - 7.6.- Recursos no renovables
 - 7.7.- Áreas protegidas
 - 7.8.- Patrimonio arqueológico
 - 7.9.- Normativa general
 - 7.10.- Otra normativa de alcance nacional
 - 7.11.- Servidumbres
- 8.- **Descripción de impactos y medidas de mitigación**
 - 8.1.- Ambiente físico
 - 8.1.1.- Impactos sobre los Suelos

- 8.1.2.- Impacto sobre los Recursos Hídricos
- 8.1.3.- Impacto sobre los Niveles de Ruido y Calidad del Aire
- 8.2.- Ambiente biótico
 - 8.2.1.- Impacto sobre la masa arbórea
 - 8.2.2.- Impactos sobre la cobertura vegetal natural
 - 8.2.3.- Impactos sobre la Fauna
- 8.3.- Ambiente Antrópico
 - 8.3.1.- Impactos sobre la actividad agropecuaria
 - 8.3.2.- Impactos sobre la forestación
 - 8.3.3.- Impactos sobre la infraestructura vial
 - 8.3.4.- Impactos derivados de la presencia física de la línea
 - 8.3.5.- Percepción Social
 - 8.3.6.- Impacto sobre el paisaje

9.- **Propuesta de Clasificación**



Handwritten signatures and initials, including the letters 'E.L.' and a large stylized signature.

1.- Antecedentes, objetivo y justificación del proyecto

Como resultado de un proceso iniciado en el año 2005, el 5 de julio de 2006 los Ministros de Industria Energía y Minería (MIENM) de Uruguay y de Minas e Energía (MME) de Brasil firmaron un Memorando de entendimiento para la construcción del proyecto de interconexión eléctrica entre Brasil y Uruguay. Este Memorando avanza en pasos concretos para el proyecto de interconexión, sobre la base del Acuerdo Marco sobre Complementación Energética Regional entre los Estados Miembros del MERCOSUR, del 9 de diciembre de 2005, y el Acuerdo Marco de Interconexión Energética entre la República Oriental del Uruguay y la República Federativa de Brasil, del 16 de Marzo de 2006.

En el citado Memorando se establece:

- el compromiso de fortalecer la integración energética de ambos países mediante la construcción de una interconexión de gran porte, entre San Carlos en Uruguay y la región de Candiota en Brasil.
- en cuanto a las modalidades de comercio, se acuerda que por 25 años:
 - o la interconexión podrá ser utilizada para ampliación de los intercambios spot temporales e interrumpibles, siendo la energía exportada por Brasil proveniente de fuentes termoeléctricas no despachadas y de fuentes hidráulicas cuando exista energía turbinable de vertimiento. En forma simétrica se prevé la exportación de excedentes desde Uruguay a Brasil.
 - o El suministro firme estará condicionado a la existencia de contratos firmes, de acuerdo con la normativa de cada país.
 - o Para los precios de la energía exportada por Brasil se mantienen las actuales condiciones vigentes en el comercio por la interconexión de Rivera – Livramento.
 - o El transporte de la energía intercambiada pagará los costos de transmisión regulados vigentes en cada país.

El Proyecto de Interconexión Eléctrica Uruguay – Brasil tiene por objetivo la construcción de una línea de Transmisión en 500 kV y una Convertora de Frecuencia. El monto de inversión es del orden de los 200 millones de dólares.

La justificación de Proyecto se basa en:

- Disminuir la vulnerabilidad del sistema eléctrico uruguayo a través del aumento y diversificación de las fuentes de abastecimiento en la región
- Mejorar el acceso a fuentes de energía con alta potencialidad de brindar a la demanda uruguaya bajos precios relativos, tanto en el mercado de contratos como en intercambios ocasionales
- Incorporar negocios sinérgicos incrementando el valor agregado de la interconexión regional.

2.- Titular

La titularidad de la línea en 500 kV entre San Carlos y Melo es de la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas.

La titularidad de la Estación Convertora de Frecuencias en 500 kV 50 Hz/525 kV 60 Hz y la línea de 525 kV entre Melo y la frontera con Brasil, es de Interconexión del Sur S.A.. Esta Sociedad Anónima se encuentra en proceso de formación entre UTE y la Corporación Nacional para el Desarrollo.

3.- Identificación predial

El detalle de los números de padrón y nombre de los titulares de los predios por los cuales se realizará el tendido de la línea se encuentra en etapa de relevamiento, las servidumbres serán impuestas de acuerdo al Decreto-Ley 10.383 de 1943, como indica el decreto 076100110077650 del 31 de julio de 2007. Para el predio donde se instalará la convertora se está en proceso de adquisición por parte de UTE.

4.- Técnicos responsables

La responsabilidad por la elaboración del proyecto, la construcción, operación y mantenimiento es de UTE (Gerencia Transmisión) e Interconexión del Sur de acuerdo a la titularidad correspondiente a cada uno.

5.- Descripción de los proyectos de línea y de la convertora

El proyecto de interconexión eléctrica en Extra Alta Tensión entre Brasil y Uruguay está destinado a permitir la transferencia bi-direccional de energía eléctrica entre el Estado de Río Grande do Sul (Brasil) que opera a 230 kV (525 kV en el futuro), 60 Hz, y la región Este del Uruguay, que opera a 500 kV, 50 Hz.

Esta interconexión internacional de las redes de Transmisión de Extra Alta Tensión de Uruguay y Brasil se realizará por medio de las siguientes obras principales en territorio uruguayo:

-Una Estación Convertora de Frecuencia 500 kV 50 Hz /525 kV 60 Hz "back to back" de 500 MW, a ser instalada en las cercanías de la ciudad de Melo (Uruguay).

-Una línea aérea de 500 kV de aproximadamente 300 km de longitud que unirá la estación existente de 500 kV San Carlos (Uruguay) con la nueva Estación Convertora de Melo.

-Obras de ampliación en la Estación existente San Carlos 500 kV que permitan conectar la línea aérea San Carlos-Melo con la estación San Carlos.

-Una línea aérea de 525 kV que unirá la Estación Conversora de Melo con la red brasileña. Aproximadamente 50 km de esta línea discurrirán sobre territorio brasileño.

5.1.- Estudios previos e información de base para determinación de la traza de la Línea y la localización de la conversora

5.1.1.- Determinación de la Traza de la Línea

El trabajo de determinación de la traza de la línea se puede separar básicamente en dos etapas bien diferenciadas:

- determinación de una faja de terreno de ancho variable (entre 500 y 2000 metros) que reúne ciertos requisitos, esta faja se llama corredor.
- luego de determinado el corredor se realiza un trabajo de mayor detalle donde se determina el lugar exacto por donde discurrirá la línea.

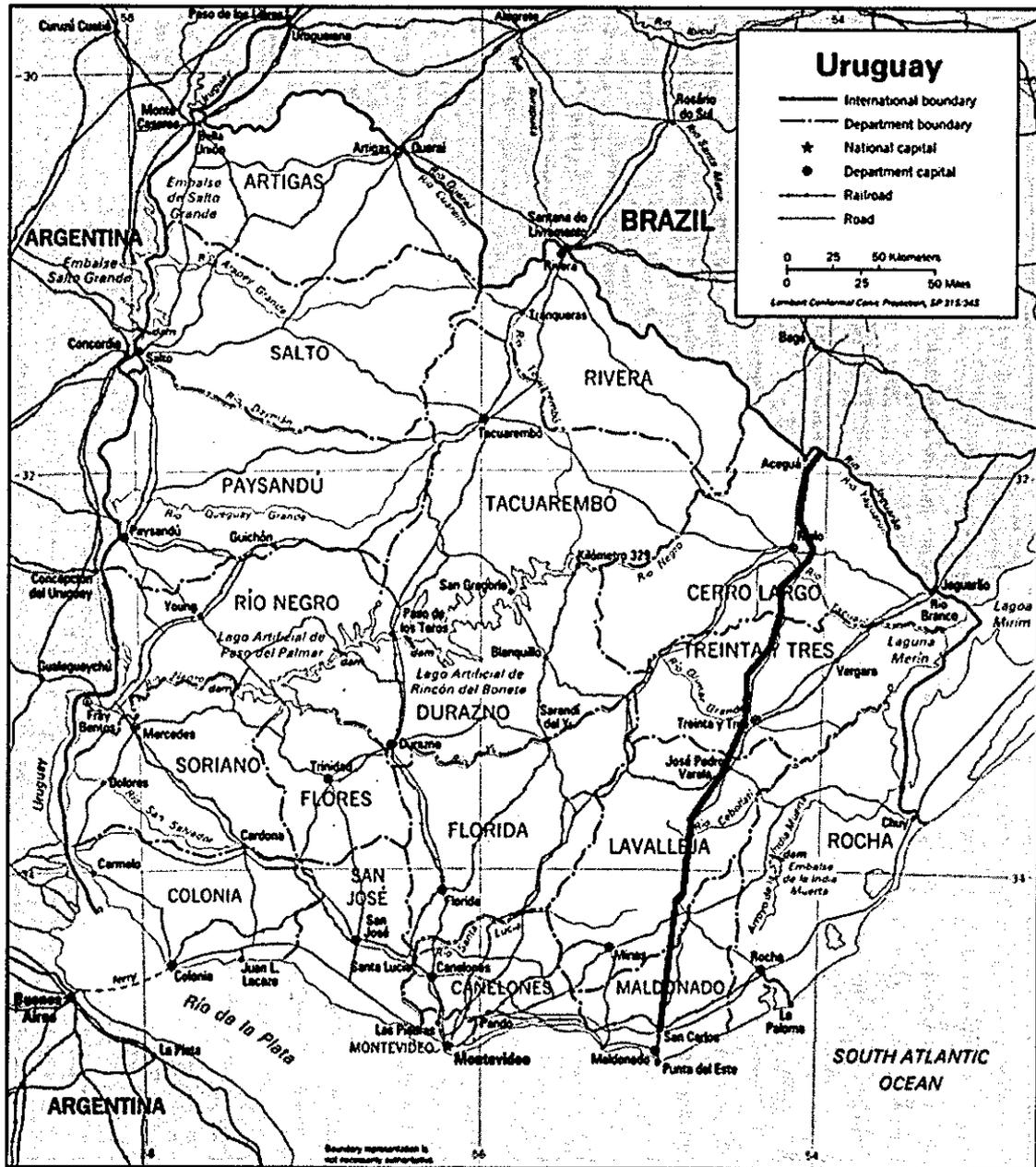
Determinación del corredor

Para la definición del corredor se realizó una primera etapa de preselección analizando las cartas del Servicio Geográfico Militar y las fotografías del Google Earth. Luego se realizaron salidas de campo por un grupo multidisciplinario (Proyectos y Operación de Transmisión, Bienes Raíces y Medio Ambiente) a los efectos de obtener un enfoque global de la determinación del corredor.

Para el estudio de los corredores se utilizaron los siguientes criterios:

- pasar por las cercanías de la estación Treinta y Tres de transmisión y la futura conversora en Melo.
- Presencia de caminería en buen estado y abundante, en particular las rutas nacionales.
- Minimizar la longitud de la traza de la línea.
- Minimizar los cruces por áreas anegables o asociadas a bañados.
- Minimizar la afectación de predios de pequeña extensión.
- No afectar zonas de tipo turístico o emprendimientos de alto valor agregado.
- Evitar zonas de media y alta densidad poblacional.
- Requerimientos para transmisión de datos por fibra óptica.

El corredor seleccionado acompaña la ruta 39 hasta la ruta 8 y luego hacia el norte discurre próximo a la misma hasta la frontera en las cercanías de Isidoro Noblía. En esta etapa se analizaron otras alternativas de corredor que partiendo de la estación San Carlos se dirigen hacia el este por los departamentos de Maldonado y Rocha para luego tomar hacia el norte próximo a las rutas 15 y 14 y acercarse a la ruta 8 en las proximidades de José P. Varela, las que fueron descartadas.



Determinación de la traza

Una vez determinado el corredor se realiza una traza tentativa y con dicha información se realiza un relevamiento planialtimétrico de la faja de servidumbre de la línea información relevada por ingenieros agrimensores. La información de la franja, de 80m de ancho, incluye: cotas del eje de la línea, de los distintos elementos que están incluidos en la faja con eje en la línea como ser: árboles, tipo de uso del suelo, alambrados, caminos, casas y otros tipos de construcciones, cañadas, arroyos, tajamares, etc. En esta etapa se realizan pequeños ajustes al trazado de forma de evitar algún pequeño obstáculo presente.

F.M.

Con la información planialtimétrica se realiza un ajuste en gabinete del trazado de la línea, distribución de torres, definición de vanos, flecha de los vanos, etc.

5.1.2.- Selección del sitio de implantación para la Conversora

Se realizaron estudios por parte de técnicos de Bienes Raíces, Proyectos de Transmisión y Gestión Ambiental. En base a cartas del servicio geográfico militar y parcelario del lugar, se definieron las zonas más propicias para realizar el trabajo de campo.

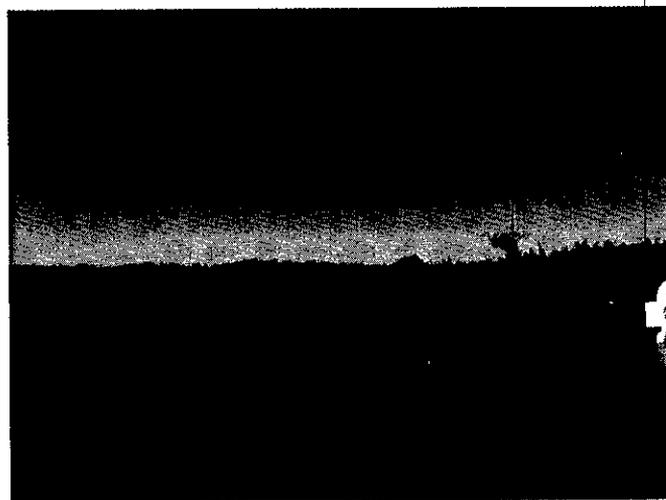
Los requerimientos que se utilizaron para dicha selección fueron:

- superficie mínima del predio a expropiar de 85 Ha.
- distancia máxima a estación Melo de 20 km.
- predios de superficie importante para facilitar la expropiación.
- relieve plano y con pocos afloramientos rocosos.
- ausencia de cursos de agua y aguadas.
- bajo nivel de antropización.

Se realizaron relevamientos de campo y se concurrió a la oficina de catastro departamental y se consultaron precios en inmobiliarias de la ciudad de Melo.

Se seleccionó un área ubicada sobre camino Gómez (al este de ruta 8, km 390 aprox.) con las siguientes características:

- Superficie predial, predio ubicado de 96 hectáreas (800x1200).
- Distancia a Melo, aproximadamente 7 km.
- Accesos, camino a Paso Gómez, de balastro en buenas condiciones a una distancia de aproximadamente 3 kilómetros de la ruta 8.
- Relieve, presenta pendientes suaves, una zona central alta plana, y un área de bajo anegable localizado en el extremo noroeste del predio.
- Hidrografía, el área presenta la cañada de la isla de la Atahona.
- Población, no presenta viviendas en la zona.
- Explotación actual, área dedicada a la explotación ganadera.



5.2.- Descripción del proyecto ejecutivo

5.2.1.- Descripción de la línea

El proyecto contará con 2 componentes fundamentales que son la línea de alta tensión y la convertora de frecuencias de 50/60 Hz indistintamente.

La línea de alta tensión unirá la estación de San Carlos (Depto. Maldonado) con la estación de Presidente Medici en Brasil, la misma contará con una longitud de aproximadamente 400 km de los cuales 350 se encuentran en territorio uruguayo.

Se trata de una línea para simple terna con dos cables de guardia. Las torres son autoportantes o arriostradas, reticuladas, de acero zincado. Las tres fases están dispuestas horizontalmente y cada una está constituida por cuatro subconductores de cable Dove. La distancia entre fases es de 12 m.

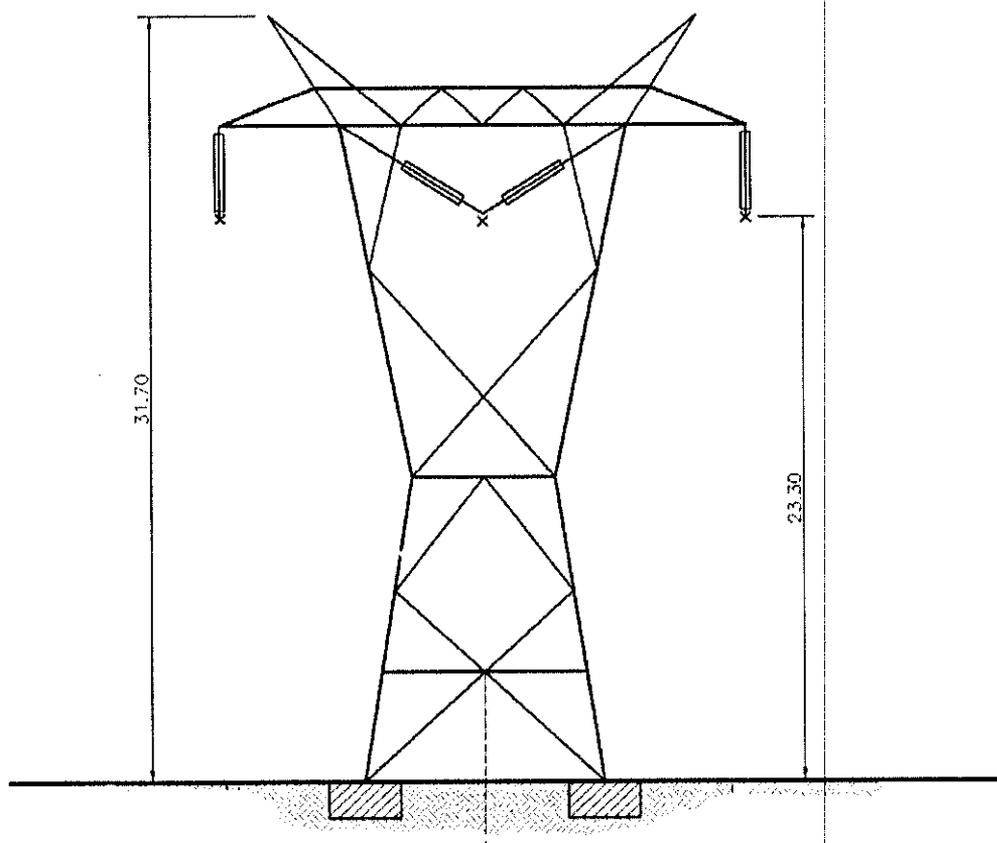
Las fundaciones normales de las torres serán directas, mediante cuatro zapatas independientes y fustes que emergerán 0,40 m del nivel del terreno. La cota de fundación podrá variar entre 2,50 m y 3,80 m dependiendo del tipo y altura de las torres y de las características de los suelos.

En el caso de terrenos inundables las bases se sobreelevarán 0,50 m por encima de la máxima creciente conocida.

SL
F.N.



Croquis de una torre tipo



5.2.2.- Descripción de la convertora

La Estación Convertora de Frecuencia se ubicará en el Departamento de Cerro Largo, a aproximadamente 7 Km al Sur de la ciudad de Melo. El acceso se dará desde la Ruta 8, a la altura del km 390.

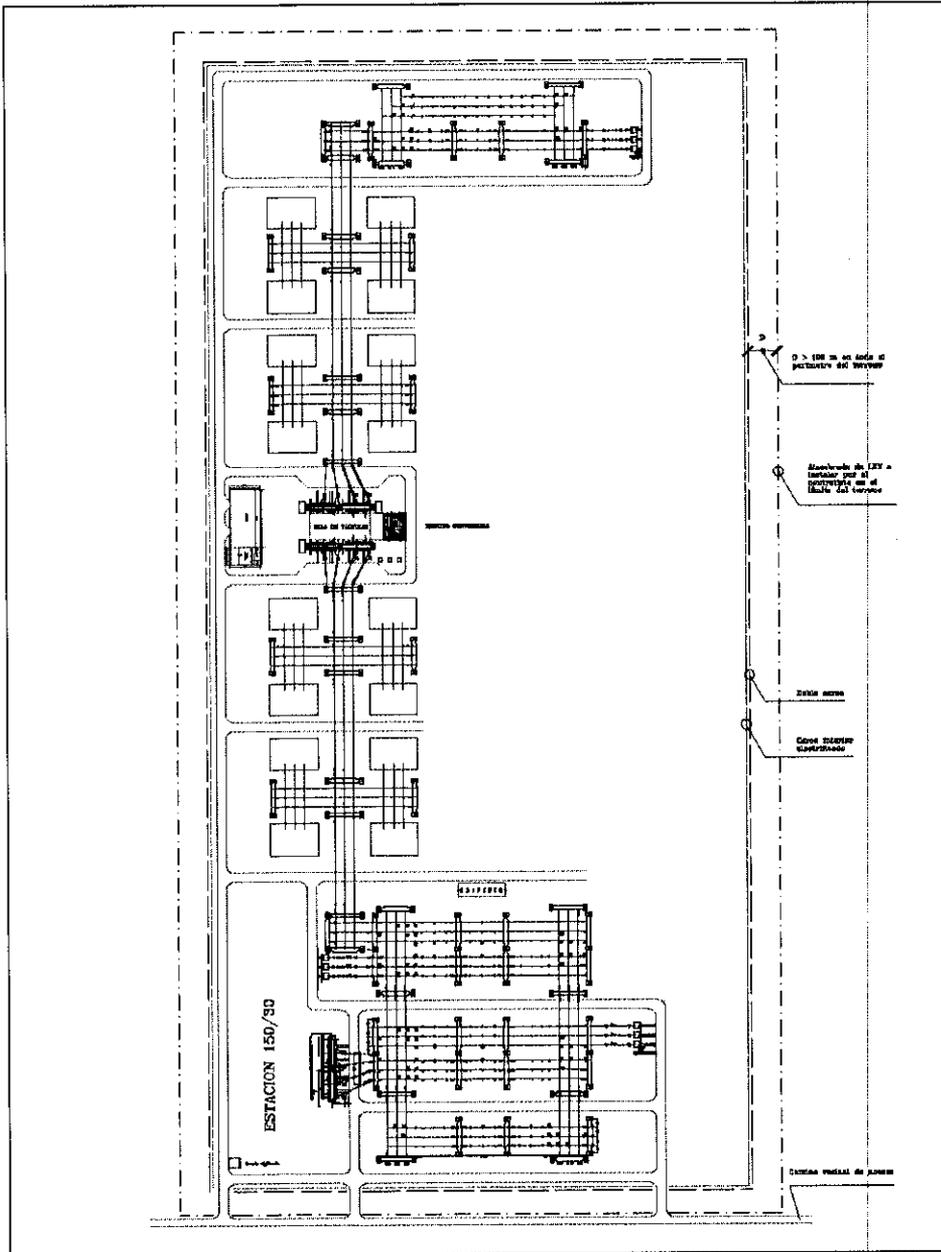
Las características técnicas básicas de la instalación son las siguientes:

- Tipo de instalación: Convertora de frecuencia estática “back to back”
- Potencia: 500 MW
- Frecuencias de interconexión: 50 Hz (Uruguay)/60 Hz (Brasil)
- Tensiones de interconexión: 500 kV (Uruguay)/525 kV (Brasil)
- La construcción y operación de la Estación Convertora requerirá de las siguientes instalaciones e infraestructura principales:
 - Válvulas convertidoras a tiristores con su correspondiente equipamiento de refrigeración y otros equipos auxiliares de corriente continua, a ser instalados dentro del edificio convertidor
 - Transformadores convertidores aislados y refrigerados en aceite, a ser instalados a la intemperie
 - Filtros de armónicos y otros equipos de compensación de energía reactiva en 500 y 525 kV, y sus correspondientes equipos de maniobra a ser instalados a la intemperie

- Reactores de compensación en 500 y 525 kV, aislados y refrigerados en aceite, a ser instalados a la intemperie
- Estaciones de maniobra de intemperie en 500 y 525 kV, que conectan la Estación Convertora con las líneas aéreas adyacentes
- Equipamiento de maniobra y transformadores en 30 kV para alimentación de servicios auxiliares de energía eléctrica
- Generador diesel de respaldo para alimentación de servicios auxiliares de energía eléctrica
- Sistemas de control, protección, telecomunicaciones y servicios auxiliares de energía eléctrica, a ser instalados en dos edificios de control (uno adyacente al edificio convertidor, el otro en las cercanías de la estación 500 kV 50 Hz)
- Sistema de recolección y drenaje de aceite para transformadores y reactores
- Sistemas de abastecimiento y distribución de agua potable para servicios, extinción de incendios y reposición de refrigeración de válvulas a tiristores
- Sistema de drenajes y desagües en las playas de 500 y 525 kV
- Sistemas de prevención y extinción de incendios
- Sistemas de acondicionamiento de aire y ventilación
- Edificio para mantenimiento y depósito
- Caminería interna y accesos
- Cercos perimetrales
- Sistema de iluminación
- Sistemas antiintruso y de vigilancia

Sh
F.D.

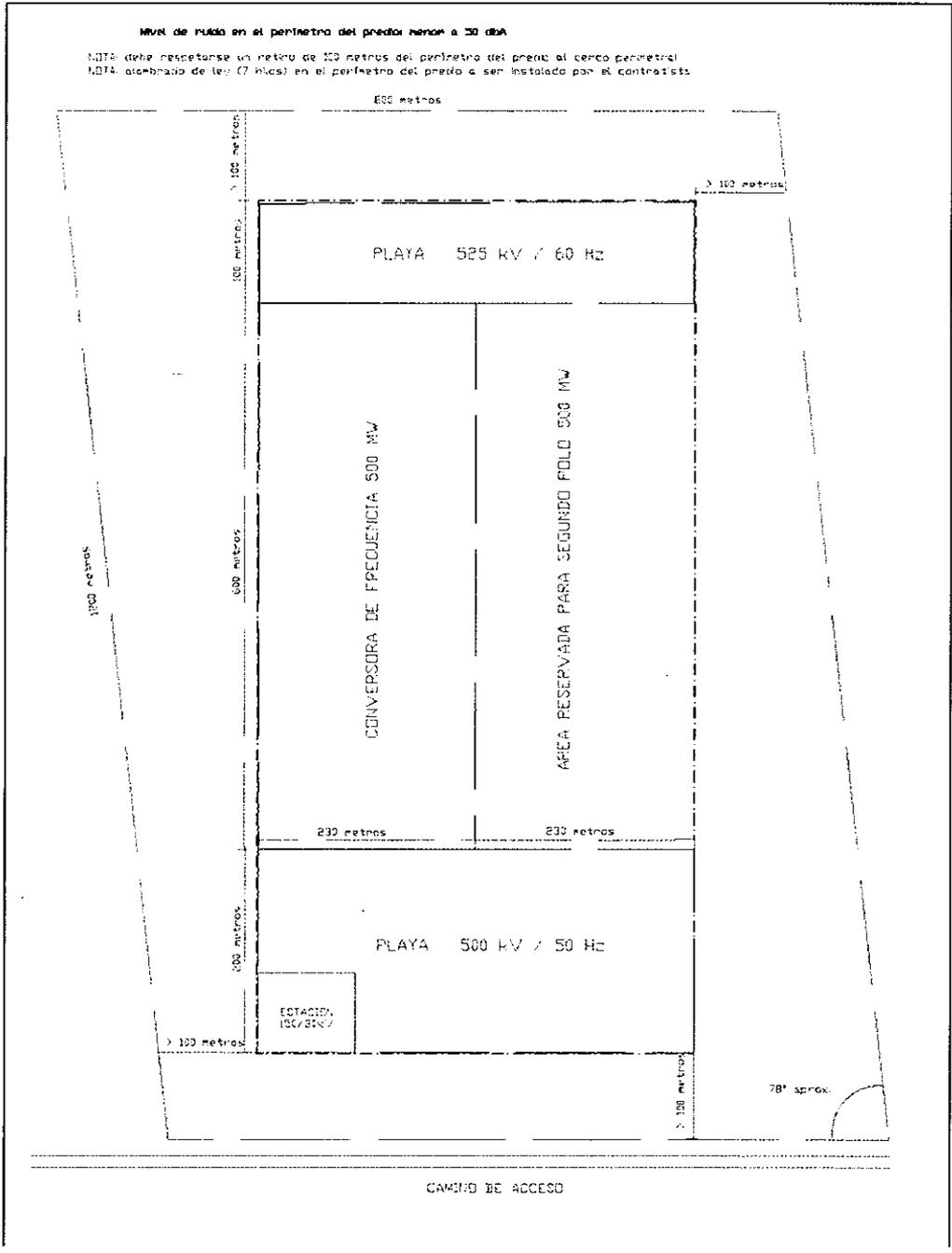
JJ
MM



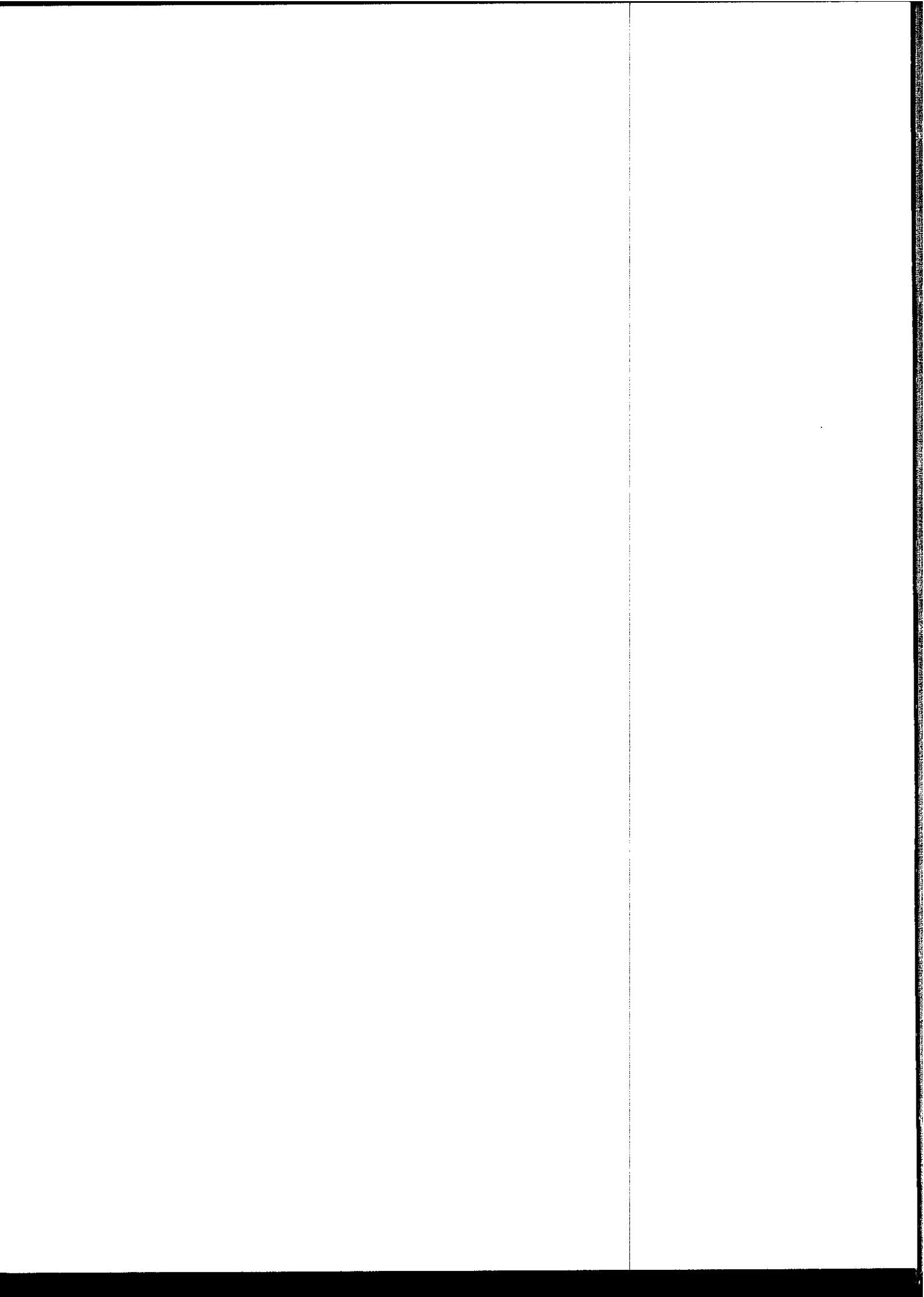
Layout Melo

Nivel de ruido en el perímetro del predio menor a 50 dBA

NOTA: debe respetarse un retiro de 100 metros del perímetro del predio al cerco perimetral
NOTA: acobrado de ley (7 ricas) en el perímetro del predio a ser instalado por el contratista



Handwritten signatures and initials:
S.L.
F.D.
[Signature]



5.2.3 Descripción de la ampliación de la Estación San Carlos

La Estación San Carlos es una instalación de maniobra y transformación de 500/150 kV existente que se encuentra ubicada en el Departamento de Maldonado en la intersección de las rutas nacionales N° 9 y 39.

La Estación existente será ampliada a efectos de conectar la nueva línea a la red de Transmisión existente, se ampliarán el interior de la estación y la playa de maniobra, el sistema antiintruso y de vigilancia.

5.3.- Descripción de las etapas de la obra

5.3.1.- Obra de la línea

Actividades previas de planificación de los trabajos:

- Notificación por parte de UTE, a los propietarios u ocupantes de los predios afectados de la imposición de las servidumbres establecidas.
- Acuerdo con los propietarios u ocupantes para el trazado de sendas de acceso y eventualmente la ubicación de nuevas porteras para el cruce de alambrados.
- Ingreso de la empresa constructora para realizar el replanteo de las torres, estudios de suelos así como también para efectuar el mejoramiento de las sendas de acceso.

Ejecución de fundaciones y armado de torres

- Ingreso a los emplazamientos de las torres en camiones (camiones con grúa incorporada) con los perfiles metálicos de las torres, armaduras, chapas para encofrados, aisladores, herrajes, bobinas de cables y demás accesorios y también con máquinas excavadoras, compactadores, hormigoneras, etc. El equipamiento así como el personal e incluso los procedimientos constructivos pueden tener variantes dependiendo de la metodología de la empresa contratista, del tipo de terreno, del tipo de torre, etc.
- Ejecución de las fundaciones de las torres: se realiza un pozo en el lugar de apoyo de cada pata de la torre, se ubica la plantilla para el armado de la torre, se coloca la armadura en cada base y se rellena con hormigón dejando empotrados los perfiles a los que se empalmarán los montantes de la torre. Para la ejecución de las excavaciones se emplea una retroexcavadora pero también puede requerirse un camión con volcadora, un tractor, compresor, etc. El suelo extraído se deja en las proximidades para ser utilizado posteriormente como material de relleno de los pozos. El volumen de excavación de cada pozo puede variar entre 13m³ y 50m³ y el volumen de hormigón de cada base entre 2.50m³ y 20m³. (Estos valores extremos son excepcionales). Mientras las excavaciones están abiertas se adoptaran todas las medidas de seguridad necesarias para la protección de personas y animales, los elementos de protección se retiran una vez que se haya efectuado el relleno y compactación de los pozos. Debido a características especiales del suelo o por tratarse de zonas inundables, podrá requerirse la construcción de fundaciones especiales mediante pilotes y/o sobreelevadas. En el primer caso puede implicar el ingreso de máquinas


F.M.

pilateras si los pilotes se hacen en sitio o de camiones con zorra si fueran premoldeados. Para las fundaciones sobreelevadas puede ser necesario construir una superestructura con pilares y eventualmente vigas de arriostramiento. En el caso de suelos rocosos las fundaciones consisten en macizos de hormigón anclados en el terreno mediante varillas metálicas a la roca.

- Para el llenado de las bases se emplea hormigón premezclado suministrado en camiones-hormigonera en todos los emplazamientos a los que éstos puedan acceder. En aquellas torres a las que no puedan aproximarse, se llevarán los materiales y se fabricará el hormigón en el sitio.
- Armado de la torre: generalmente se realiza un pre-armado en el suelo de los distintos tramos de las torres y luego se ejecuta el montaje con grúa y eventualmente con helicóptero.
- Montaje de aisladores y herrajes: se arman las cadenas de aisladores en el suelo y se suben e instalan en los extremos de las ménsulas.

Tendido y flechado de conductores, terminaciones

- Tendido de cables: se realiza por tramos que pueden abarcar 7 o más torres. Se procede primero con los cables de guardia y luego con cada fase de conductores. Para efectuar el tendido de los cables se colocan roldanas en los extremos libres de los aisladores. La maquinaria se emplaza en los extremos del tramo a tender y consiste en una tiradora y una frenadora con las bobinas de cables. Se tiende un cable auxiliar (cordina) en todo el recorrido del tramo. Para ello se utiliza un camión o un tractor con un carrete, con una grúa se levanta torre a torre y se coloca en las roldanas. La cordina se une al cable a instalar por lo que al recoger la misma se logra colocar los cables en las roldanas. El tendido de los cables se realiza despejando todo el tramo en una trocha que como mínimo permita el paso de un tractor. El cruce de alambrados, caminos y carreteras por el cable guía se realiza utilizando pórticos de madera contruídos con troncos de los árboles que se talan. El cable guía es tensado por la máquina tiradora colocada en el extremo del tramo, hasta que todo el cable queda en el aire. Una vez tenso el cable guía, la máquina frenadora, instalada en el otro extremo del tramo con las cuatro bobinas comienza a liberar el conductor, controlando su tensión. De esta manera se va colocando el conductor pasando por las roldanas sin que nunca toque el piso. En todo el recorrido, el amarre entre el guía y el conductor es acompañado por una persona que vigila la operación. La distancia entre las máquinas (tiradora y frenadora) es variable hasta un máximo de 4 km. Esta variación depende de las características del trazado. Generalmente se instalan próximas a las torres de amarre. Al culminar la operación se amarran los conductores al suelo mediante muertos de hormigón, luego se empalman los conductores entre tramos.
- Flechado de los cables y colocación de accesorios: Se realiza el flechado de los vanos por parte de un ingeniero agrimensor y se amarran los conductores a las torres de amarre, se retiran las roldanas y se colocan las grapas de sujeción del conductor en las torres de suspensión.
- Puesta a tierra de las torres y de los cercos: dependiendo de la naturaleza del terreno se hincan bajo los macizos de fundación de las torres, dos o más jabalinas de acero recubierto de cobre, de 3m de longitud, que se conectan a las estructuras.

- Terminaciones: comprenden el talado de árboles que no puedan permanecer en la faja de servidumbre, el control de rebrotes y la colocación de porteras. A menos que el propietario u ocupante del predio indique lo contrario, los troncos de aquellos árboles que sea necesario talar se cortan en tramos de 2.20m de longitud, para utilización como postes de alambrado; los gajos se seccionan en tramos de 0.50m para leña y el follaje es quemado o retirado de forma de no ocasionar daños ni molestias. Todos los elementos aprovechables son entregados al ocupante del predio.
- UTE toma a su cargo la elaboración de actas-inventario de daños ocasionados por las obras y posterior indemnización a los afectados. Asimismo cuidará que todo daño que ocasione el contratista a la propiedad privada sea reparado por aquel.

5.3.2.- Obra de la conversora

Obras de infraestructura e ingeniería civil

El contratista es responsable de la ejecución de todas las obras de infraestructura e ingeniería civil, así como de los materiales necesarios para que la instalación pueda entrar en funcionamiento industrial. Se incluyen en particular, las siguientes actividades:

- Replanteo de la obra.
- Estudios de suelo.
- Movimiento de tierras.
- Ejecución de caminos de acceso a las playas y caminería interna.
- Ejecución de sistemas de drenaje.
- Construcción de pórticos.
- Construcción de vías y bases de transformadores y reactores, soportes de equipos, columnas de iluminación y canales para cables.
- Excavación y relleno para malla de puesta a tierra.
- Construcción de los edificios de comando.
- Cercado y terminaciones en el predio.

Edificios.

El contratista es responsable de la construcción de todas las edificaciones necesarias para que la instalación pueda entrar en funcionamiento industrial, en particular:

- Edificio principal para instalación de las válvulas, sala de paneles de control y protecciones para el convertidor y playa A.C. 525 kV 60 Hz, sala de baterías, instalaciones de refrigeración, etc.
 - Edificios de oficinas, sala de control, depósitos auxiliares anexos a edificio principal.
 - Edificio de control para la playa A. C. 500 kV, 50 Hz
 - Depósito y taller de mantenimiento, el cual podrá ser inicialmente usado como obrador.
 - Edificaciones auxiliares: sala para generador diesel, sala de bombas, etc.
- Obrador (incluyendo oficinas para los supervisores de EL COMITENTE) y tramitación de los servicios necesarios (energía, agua, telefonía, etc.).

Trabajos de infraestructura:

- Una vez realizados los estudios de suelo los primeros trabajos consisten en la ejecución del movimiento de tierra y caminería interna al predio. Para ello se emplearán motoniveladoras, retroexcavadoras, compactadores, etc. de modo de conformar las diversas áreas de las instalaciones (playa de filtros de la convertora de maniobras de las estaciones 500kV y 525kV, servicios auxiliares, caminos de acceso a las mismas y a las distintas edificaciones).
- Luego se construye el sistema de drenaje (de pluviales, canales para cables, cubas de transformadores), el de puesta a tierra y el de abastecimiento de agua.

Ejecución de fundaciones

- Incluye la excavación de los pozos y hormigonado de las fundaciones de equipos, pórticos, cubas y vías para transformadores y reactores, etc. Para el llenado de las bases podrá emplearse hormigón premezclado suministrado en camiones-hormigonera o bien disponer de una planta de hormigón en el obrador.

Construcción de edificios:

- Además del edificio convertidor, donde se alojarán las válvulas a tiristores, la sala de paneles de control y protecciones para el convertidor y la playa 525 kV, 60 Hz, la sala de baterías, etc., se construirán edificios para taller de mantenimiento y depósito, edificio para sala de bombas y generador diesel, de comando para la estación 500kV 50Hz y construcciones menores (garita de vigilancia, etc)

Montaje electromecánico

- Se procede al montaje del equipamiento de potencia como ser válvulas, transformadores convertidores, reactores "shunt", filtros a.c., capacitores, equipos de maniobra y medida para las playas de 500kV 50Hz y 60Hz, de media tensión. Incluye también el montaje de herrajes, aisladores y conductores en las instalaciones de exterior.
- Paralelamente se montan dentro de los edificios correspondientes el equipamiento de control y servicios auxiliares.
- A continuación se procede al cableado entre los equipos y los paneles interiores (control y servicios auxiliares).
- Una vez finalizado el montaje del equipamiento y verificado el tendido del cableado se comienza con las pruebas de subsistema verificando el correcto funcionamiento de cada equipo y/o sistema instalado.
- Una vez finalizados los ensayos de subsistema se realizan los ensayos de sistema que incluyen entre otros: verificación del funcionamiento en régimen, verificación del funcionamiento dinámico, verificación de niveles de ruido, armónicos, etc.

Terminaciones

- El piso de las playas de maniobra se termina con una capa de material de filtro de 15 cm. de espesor.

- Se instalan cercos de malla como elemento de protección de las áreas energizadas.
- Se realiza el cerramiento perimetral de las instalaciones dejando una cortina forestal entre éste y los límites del predio.

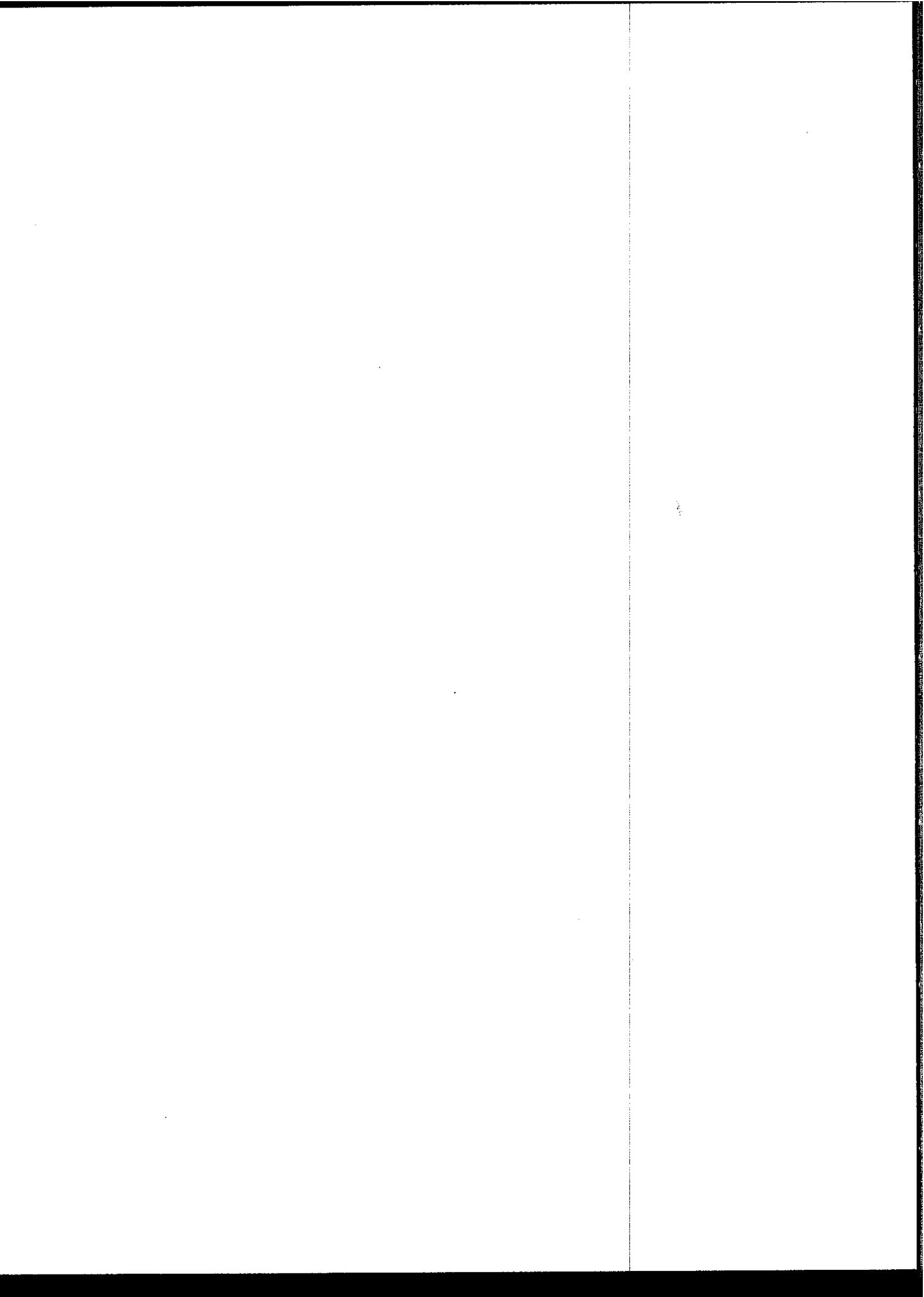
6.- Descripción del Medio Ambiente

6.1.- Área de influencia de la línea

La línea de referencia presenta una longitud aproximada de 350 km teniendo como inicio la estación San Carlos (intersección de las rutas 9 y 39) hasta la frontera con Brasil en las cercanías de la ciudad de Isidoro Noblía. A grandes rasgos la traza de la línea discurre tomando como eje las rutas nacionales N° 39 y 8.

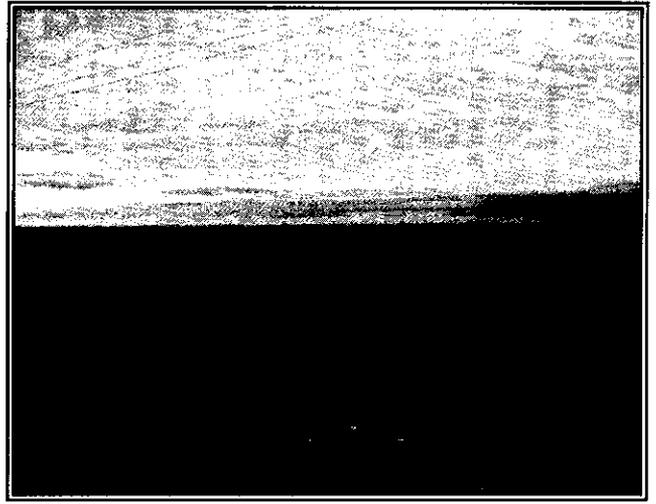
Dada la longitud de la presente línea la traza se subdivide en tramos de forma de poder realizar una descripción mas acertada del área de influencia de la presente línea:

- **Estación San Carlos (Paraje Las Cañas) R 39 - km 45**
 - **Generalidades**, el tramo presenta una longitud de 35 kilómetros con origen en el lado oeste de la estación de transmisión existente San Carlos y continua hasta las proximidades de la localidad de Las Cañas.
 - **Relieve**, la zona involucrada forma un corredor entre la sierra de Caracoles y la ruta 39, el relieve comienza con suaves pendientes y el mismo se va acentuando a medida que la sierra y la ruta se van acercando. Existen a lo largo del recorrido diversos afloramientos rocosos asociados a las elevaciones existentes.
 - **Caminería**, la traza prácticamente acompaña la ruta 39 a una distancia promedio de 2 kilómetros. En la zona existe una importante red de caminos secundarios de balastro generalmente en buen estado.
 - **Población**, esta zona presenta densidad poblacional media, en particular en las cercanías de San Carlos y en la localidad de Las Cañas. Existe marcada presencia de chacras dedicadas al turismo de propietarios de diferentes nacionalidades. Existen emprendimientos de ladrilleros y tambos en las cercanías de San Carlos.
 - **Vegetación**, la zona se caracteriza por praderas mayormente mejoradas, montes forestales y algunos montes de abrigo para el ganado. Existe una plantación reciente de olivos.
 - **Hidrografía**, esta zona presenta una marcada presencia de cursos de agua, 2 arroyos que son el de la Quinta y de los Piriz y varias cañadas como ser la de los Chávez y de los Nietos.

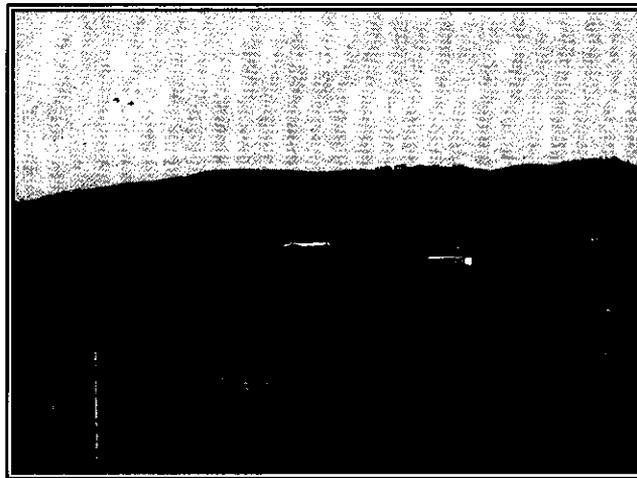




Vista desde R. 39 a montes de eucaliptus



Desde R. 39 relieve de la zona y Sierra de Caracoles

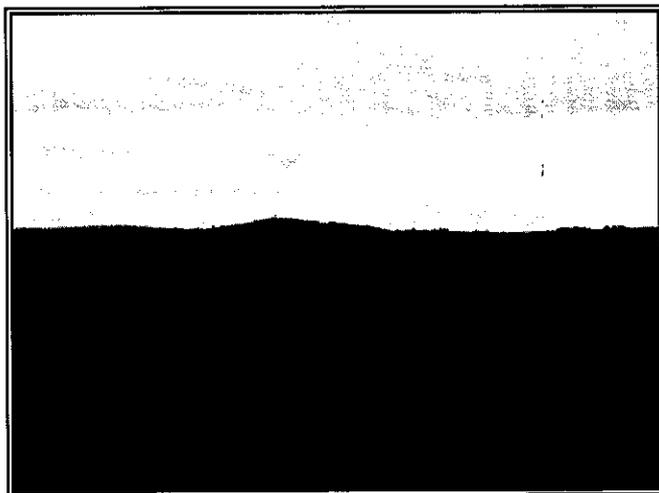


Chacras existentes en la zona

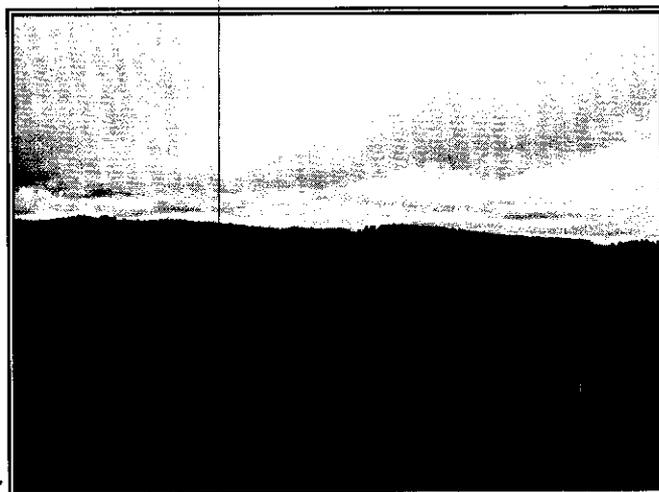
- **de ruta 39 km 45 hasta km 83**

- **Generalidades**, la longitud del tramo es de 24 kilómetros y se ubica entre la Sierra de Caracoles, la ruta 39 y la sierra de Carapé.
- **Relieve**, la zona se caracteriza por tener el relieve mas quebrado de toda la traza alcanzando las mayores alturas (superiores a los 300 metros). Dichas alturas corresponden a las Sierras de Caracoles y Carapé. Desde el punto de vista paisajístico se considera que es la zona de mayor afectación.
- **Caminería**, la ruta 39 es la principal vía de acceso y la caminería secundaria es escasa, se reduce a sendas de paso entre predios.
- **Población**, en la zona se encuentran predios de dimensiones importantes con escasos pobladores.
- **Vegetación**, la vegetación predominante es la pradera natural pero aquí se encuentra una importante cantidad de montes forestales y montes nativos asociados a serranías. Se encontró alguna plantación de olivos.
- **Hidrografía**, en la zona se encuentran los arroyos de Caracoles y del Aiguá y las cañadas de Burgos y de Sarandí.

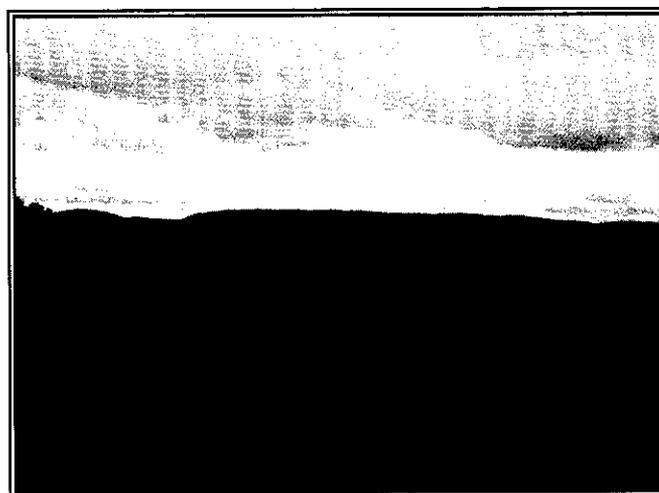
F.M.
M



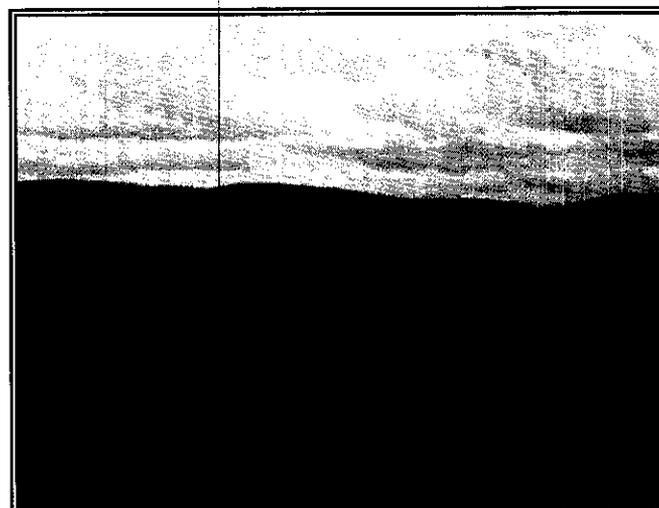
Monte asociado a serranías de sierra A. del Aiguá y vivienda



Plantación de Eucaliptos en sierra A. del Aiguá



Monte asociado a serranías de sierra Asperezas del Aiguá



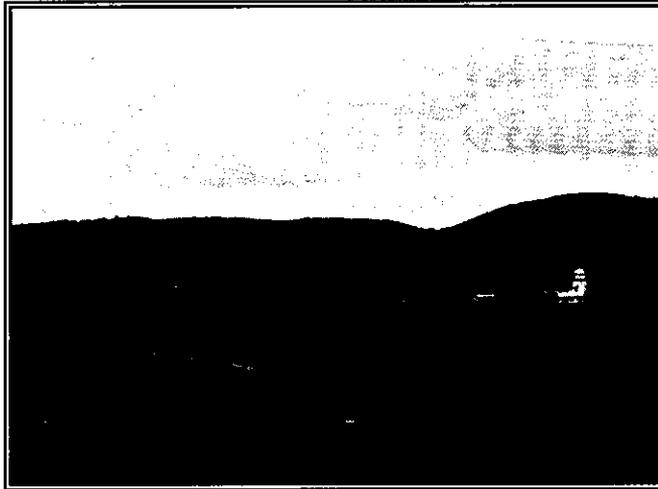
Monte nativo y monte de producción

- **De km 83 a ciudad de Aiguá**

- **Generalidades**, el tramo presenta una longitud de 14 kilómetros y se ubica a partir de aproximadamente el km 83 de la ruta 39 hasta el cruce con la ruta 13 en las cercanías de la ciudad de Aiguá. El uso del suelo es ganadero con predominio de predios sin mejoras.
- **Relieve**, el relieve se suaviza disminuyendo las alturas hasta las cercanías de la ciudad de Aiguá (unos 3 km al oeste). El relieve preponderante corresponde a pendientes suaves las que quedan delimitadas por las sierras de Caracoles y Asperezas del Aiguá.
- **Caminería**, el corredor acompaña un camino secundario en estado variable (entre camino de balastro en buen estado y senda de paso) que discurre paralelo a la ruta 39 por aprox. 20 km a una distancia variable entre 2 y 3 km al oeste de la misma.
- **Población**, esta zona presenta baja densidad poblacional pero existen algunas construcciones de carácter muy importante. El corredor cruzará la ruta 13 al oeste de la ciudad de Aiguá a una distancia de

unos 3 km de forma de evitar la existencia de un parque asociado a instalaciones pertenecientes a ANEP.

- **Vegetación**, la zona se caracteriza por la presencia de praderas naturales y algunos montes de abrigo para el ganado.
- **Hidrografía**, la zona se encuentra influenciada por la presencia de varios cursos pequeños de agua; Arroyo Molles, Arroyo de Aiguá, Cañada de Tabeiras.



Importante construcción existente



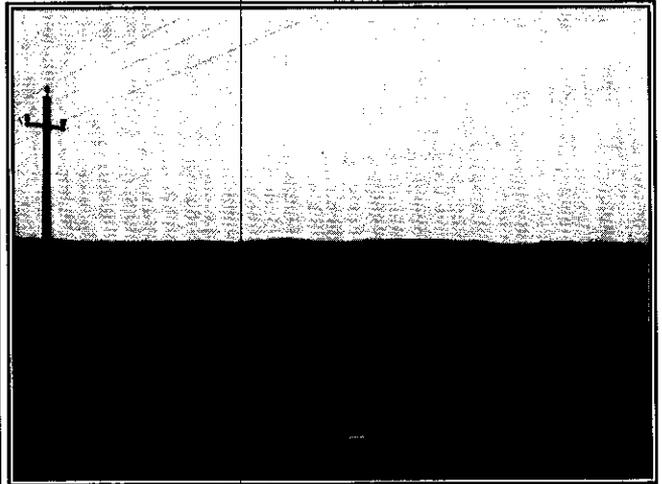
Relieve de la zona

- **Desde Aiguá a intersección de rutas 8 y 39**

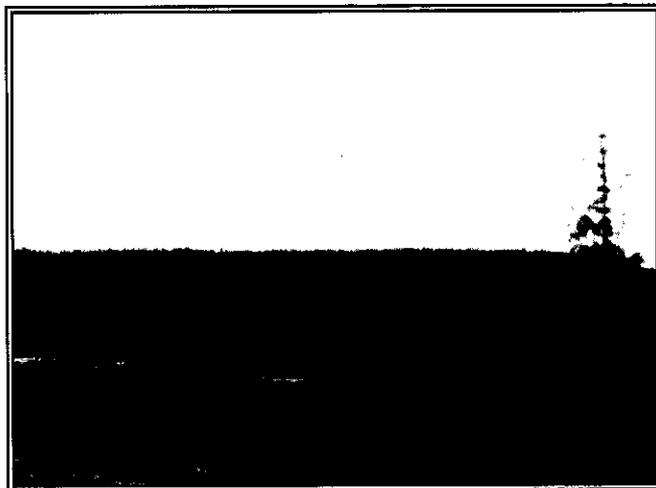
- **Generalidades**, el tramo presenta una longitud de 9 kilómetros. Se encuentran explotaciones turísticas y ganaderas. La explotación forestal cuenta con importantes emprendimientos particularmente sobre la ruta 8 y algo sobre la 39.
- **Relieve**, este tramo discurre al oeste de la ruta 39, presenta nuevamente un relieve asociado a serranías (Sierra Pororó) con importantes elevaciones (Cerro del Medio de más de 250 m. de altitud) y afloramientos de piedra. A su vez y contra la ruta 8 existe una zona de bajos asociada al arroyo Garrote.
- **Caminería**, la traza de la línea discurre muy cercana a la ruta 39 entre las rutas 13 y 8, la presencia de caminería secundaria es escasa en este tramo.
- **Población**, la población dominante de la zona es la ciudad de Aiguá la que se ubica al este de la traza, existen algunas viviendas sobre la ruta 13 las que se ubicaran a mas de 300 metros de la traza, mientras que mas adelante la presencia de viviendas es relativamente baja.
- **Vegetación**, esta zona se caracteriza por la presencia de campo natural de zonas rocosas con importantes áreas forestadas y la presencia de manchones de bosque nativo asociado a serranías.
- **Hidrografía**, el arroyo Garrote y sus bajos asociados contra ruta 8 es el único curso de agua de relativa importancia en este tramo.



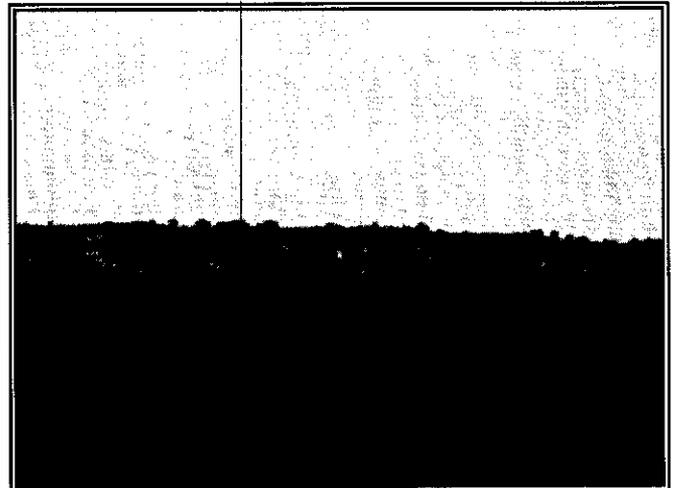
Viviendas existentes en la zona



Zona baja contra ruta 8



Monte nativo asociado a serranías de Sierra Pororó

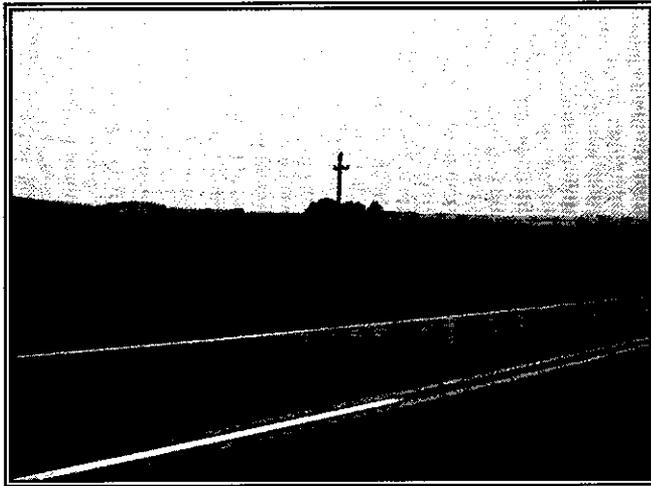


Afloramientos de piedra de Sierra Pororó

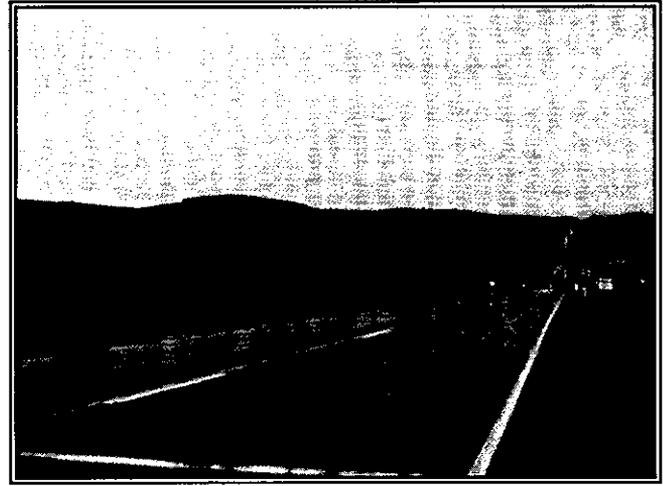
- **Desde intersección rutas 8 y 39 a ciudad de Pirarajá**

- **Generalidades**, el presente tramo presenta una longitud aproximada de 47 km, discurriendo al noroeste de la ruta 8 a una distancia promedio de 2 kilómetros de la ruta salvo en el cruce de la Cuchilla del Águila donde dicha distancia aumenta a los 5 kilómetros. La traza dista unos 5 kilómetros de la ciudad de Mariscal y menos de 2 km de la ciudad de Piraraja, pasando por un establecimiento de la escuela agraria de UTU. En este tramo predomina la explotación ganadera de carne, con algunas áreas forestadas.
- **Relieve**, se presenta un relieve mayormente de pendientes moderadas, con elevaciones aisladas con afloramientos de piedra (Cuchilla del Águila y Sierra de la Lorencita), y zonas de bajos asociadas al río Cebollatí y sus afluentes.
- **Caminería**, la traza de la línea discurre muy cercana a la ruta 8, pudiéndose acceder por algunos caminos de balastro en buen estado.

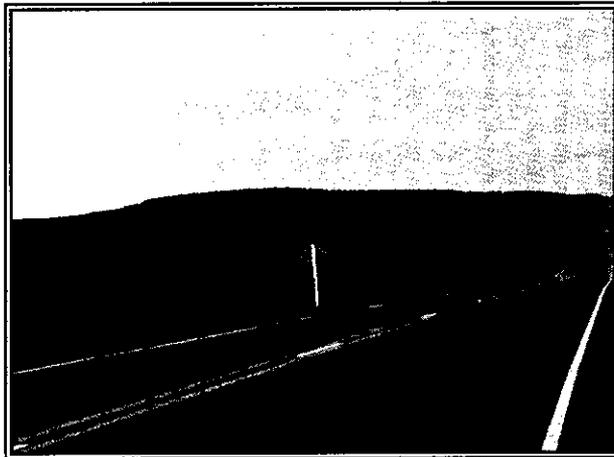
- **Población**, la población dominante de la zona son los poblados de Mariscal y Pirarajá, mientras que fuera de las ciudades la densidad de población es baja. La explotación de la zona es básicamente ganadera existiendo algún emprendimiento forestal de pequeña entidad.
- **Vegetación**, predominio de pasturas naturales con presencia de montes nativos e intercalado forestación de abrigo y con fines comerciales
- **Hidrografía**, la zona esta fuertemente dominada por el río Cebollatí y su cuenca, de la que se pueden enumerar los arroyos Lorencita y Tapes Grande.



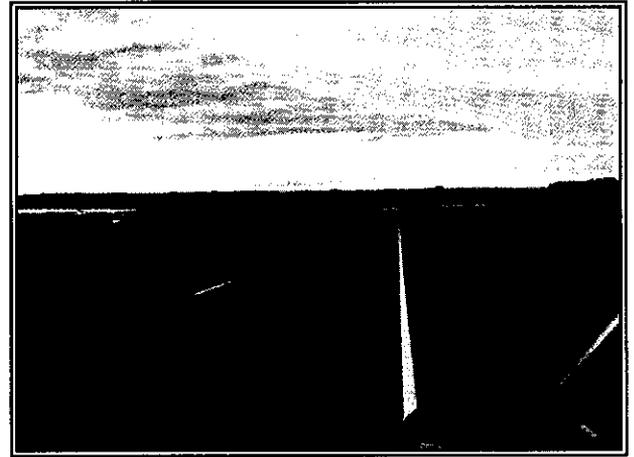
Relieve en cercanías de intersección rutas 39 y 8



Cuchilla del Águila y población de Mariscal



Plantación de eucaliptos contra R 8



Zona baja asociada al arroyo Retamota

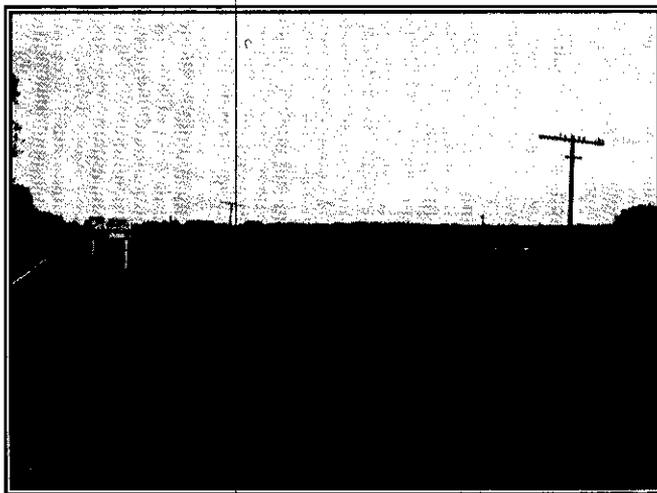
[Handwritten signatures and initials]

- **Desde Ciudad de Pirarajá a ciudad de Treinta y Tres.**

- **Generalidades**, el presente tramo presenta una longitud aproximada de 66 km, discurriendo al oeste de la ruta 8 a distancias promedio de 4 kilómetros de la ruta. La traza dista unos 4 kilómetros de la ciudad de José Pedro Varela. En este tramo predomina la explotación ganadera mixta con montes de abrigo. Se destaca la zona industrial del complejo SAMAN en la ciudad de José Pedro Varela.
- **Relieve**, se presenta un relieve mayormente de pendientes suaves y algunas planicies inundables (arroyos Pirarajá y Retamosa pertenecientes a la cuenca del río Cebollatí), y alguna elevación aislada (Cerro Retamosa).
- **Caminería**, la traza de la línea discurre muy cercana a la ruta 8, pudiéndose acceder por algunos caminos de balastro en regular estado. En particular la zona ubicada entre los kms. 230 y 240 la traza se aleja de la ruta 8 y la caminería secundaria presente se reduce a algunas sendas de paso.
- **Población**, las poblaciones de la zona son la ciudad de J. P. Varela y el pueblo de P. Aramendía, fuera de las anteriores poblaciones la densidad de población es muy baja.
- **Vegetación**, predominio de pasturas naturales con presencia de montes nativos asociados a los cruces de los arroyos e intercalado forestación de abrigo.
- **Hidrografía**, la zona esta fuertemente dominada por la cuenca del río Cebollatí, de la que se pueden enumerar los arroyos Sarandí, Retamosa, Piraraja, Molles, Gutiérrez, etc.



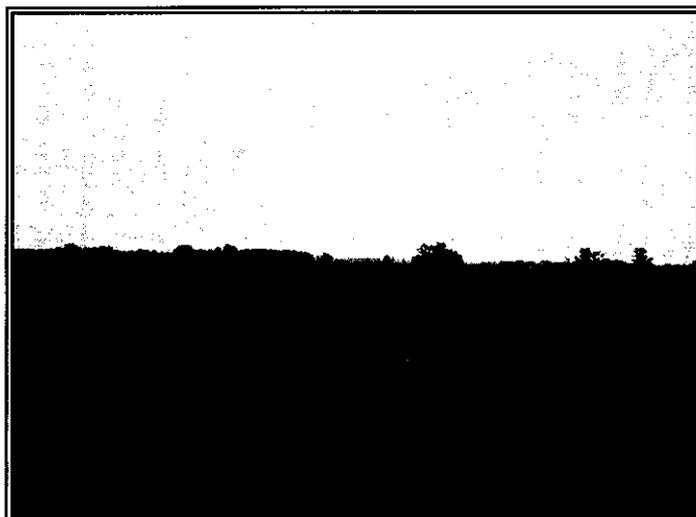
Emprendimiento industrial SAMAN



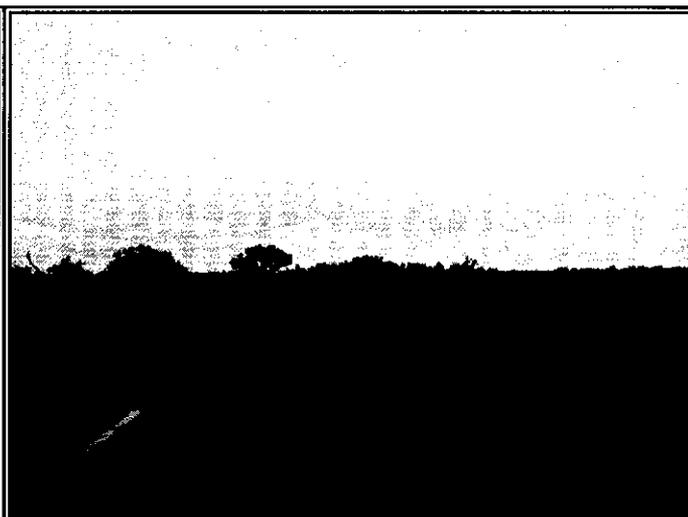
Zona baja asociada al arroyo Gutiérrez

- **Ciudad de Treinta y Tres.**

- **Generalidades**, el presente tramo presenta una longitud aproximada de 10 km, discurriendo al oeste de la ciudad a unos 7 km de la misma. La traza utiliza las zonas relativamente altas en las márgenes del río Olimar para su cruce y de esta forma interferir en menor medida con los bañados existentes y con el uso recreativo de los mismos.
- **Relieve**, el mismo corresponde a pendientes suaves y bajos inundables asociados al río Olimar.
- **Caminería**, existe abundante caminería en esta zona tanto rutas nacionales (R 8, 19 y 98) caminos vecinales de balastro y sendas de paso.
- **Población**, la traza discurre por una zona semi rural con presencia de varias viviendas y predios de pequeña y mediana extensión.
- **Vegetación**, predominio de pasturas naturales y mejoradas con presencia de montes nativos asociados a la ribera del Río Olimar. Existe algún emprendimiento forestal en la zona.
- **Hidrografía**, la zona esta dominada por el Río Olimar y sus afluentes como ser los arroyos Arrayanes, Hornos, Pajas, Sauce del Olimar y Yermal Grande.

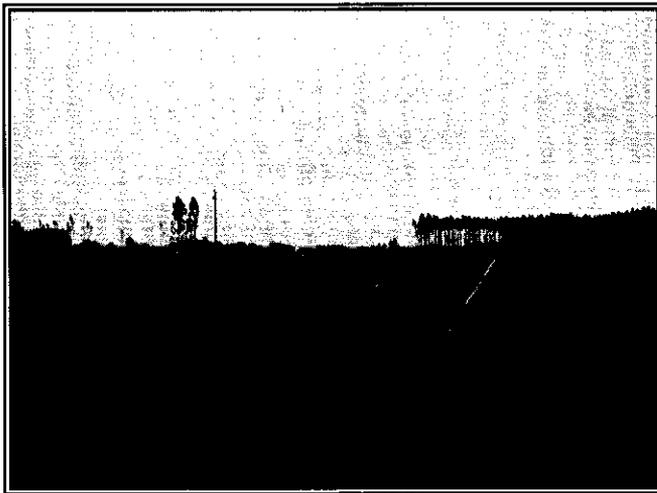


Predio INIA Treinta y Tres.



Monte nativo del río Olimar

Handwritten signatures and initials, including 'P.N.' and other illegible marks.



Vista de relieve desde ruta 98



Monte nativo asociado al Arroyo Yerbalito

- **Desde Ciudad de Treinta y Tres a Ciudad de Melo**

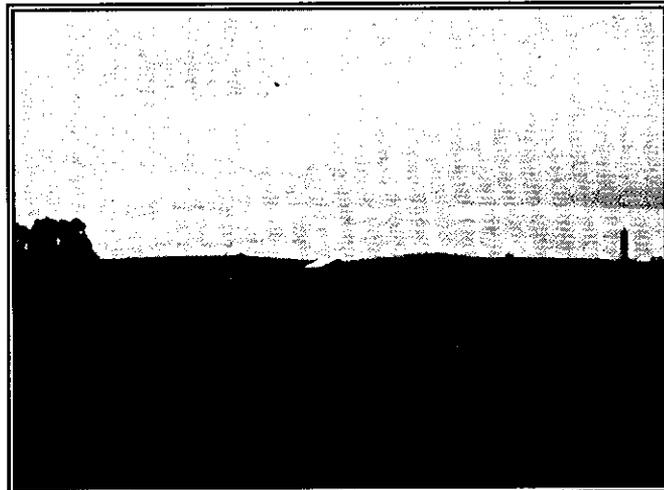
- **Generalidades**, el presente tramo presenta una longitud aprox. de 79 km y discurre al oeste de la ruta 8, a escasa distancia de la misma. La traza planteada discurre cercana a dos líneas de alta tensión existentes, una en operación en 150 KV Treinta y Tres – Melo, y otra fuera de servicio, ambas en torres de acero reticuladas.
- **Relieve**, se pueden distinguir dos zonas claramente diferentes;
 - una asociada al arroyo Yerbal Grande y Yerbalito el cual corresponde a pendientes suaves y zonas bajas que se extiende hasta el km 310 de la ruta 8.
 - un relieve de pendientes mucho más pronunciadas asociadas a diferentes sierras y cuchillas existentes como ser: Cuchilla Cumbre del Cerro Largo, Cuchilla del Arbolito, Cuchilla del Mojón y Cuchilla del Cerro Largo. Esta zona se extiende hasta las inmediaciones de la ciudad de Melo.
- **Caminería**, esta fuertemente influenciada por la presencia de la ruta 8, con poca caminería secundaria de balastro.
- **Población**, la población es muy escasa, existe algún caserío aislado sobre la ruta y casas dispersas en predios de importante extensión.
- **Vegetación**, en las cercanías del arroyo Yerbal Grande se encuentran praderas naturales y mejoradas junto a monte nativo asociado a los cursos de agua, en el resto del tramo la vegetación corresponde a praderas naturales.
- **Hidrografía**, la traza de la línea discurre por aprox. 20 km en la zona de influencia de la cuenca del Arroyo Yerbal Grande y Yerbalito, luego se cruza el arroyo Otazo. Desde el cruce de la traza con el arroyo Parao hasta el río Tacuarí existe un número importante de pequeñas cañadas algunas de ellas intermitentes (desde km 350 hasta el km 380 aproximadamente).



Línea 150 kV existente en cruce Cno. C. Dionisio



Vivienda en Cno. C. Dionisio y R. 8



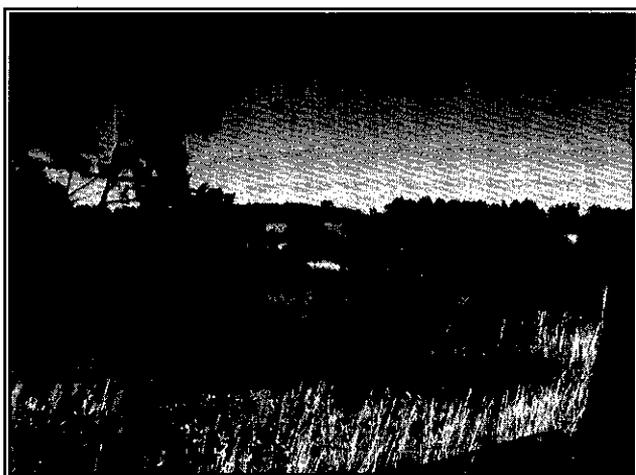
Predio de nueva planta industrial cementera

- **Ciudad de Melo**

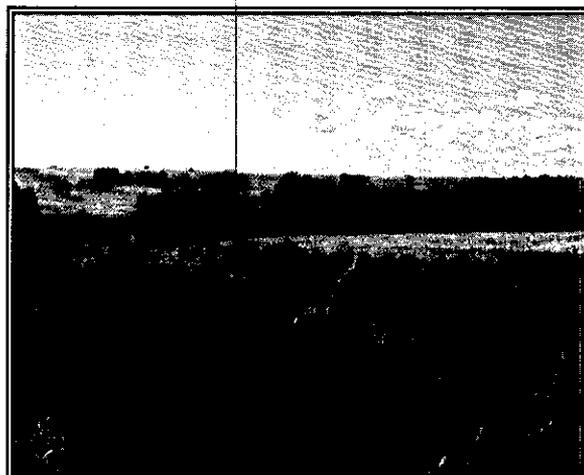
- **Generalidades**, este tramo cuenta con una longitud de 16 km y se extiende desde el cruce en la ruta 8 hasta el km 385 de la ruta 7. La traza discurre al este de la ciudad de Melo a una distancia de aprox. 6 km.
- **Relieve**, el mismo evoluciona de las pendientes fuertes asociadas a la Cuchilla Cerro Largo a suaves planicies asociadas al arroyo Chuy y el arroyo Conventos.
- **Caminería**, está fuertemente influenciada por la presencia de las rutas nacionales 7, 8 y 26 con abundante caminería secundaria de balastro y sendas de paso algunas en muy mal estado.

[Handwritten signatures and initials]

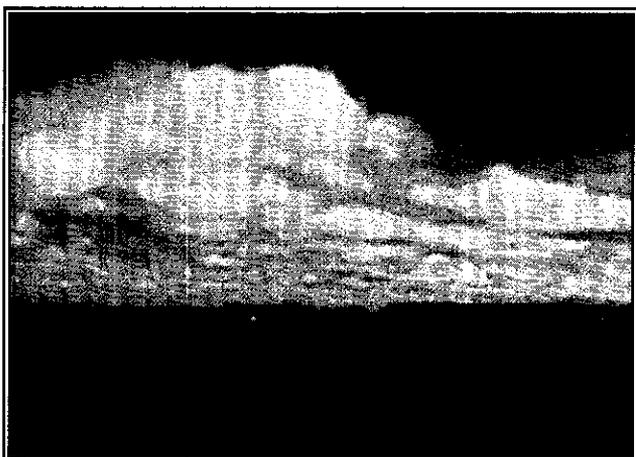
- **Población**, la traza recorre una zona de predios chicos y medianos dedicados mayormente a la ganadería. Comparativamente esta zona es la que cuenta con mayor población en las cercanías de la traza. Se estima que la mínima distancia entre la vivienda más cercana y la traza no será inferior a los 250 metros en esta zona.
- **Vegetación**, la vegetación de la zona es particularmente variada puesto que cuenta con la presencia de praderas mayormente mejoradas y huertos familiares, montes de abrigo y de producción y vegetación asociada a los cursos de agua existentes (Arroyo Chuy y Conventos).
- **Hidrografía**, la línea discurre en la zona entre los arroyos Chuy y Conventos y sus cañadas afluentes algunas de las cuales son intermitentes.



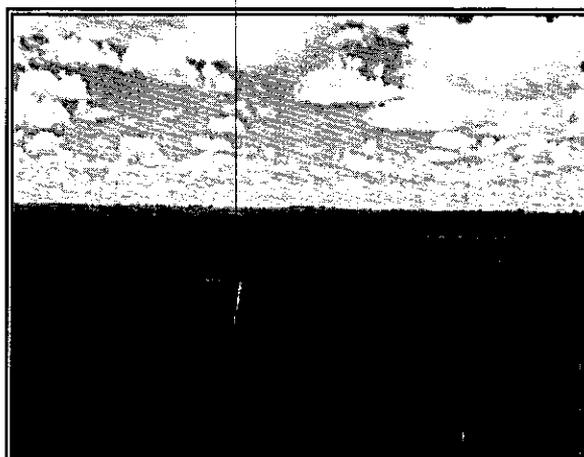
Conversora



Vista desde R. 26 hacia zona Predio



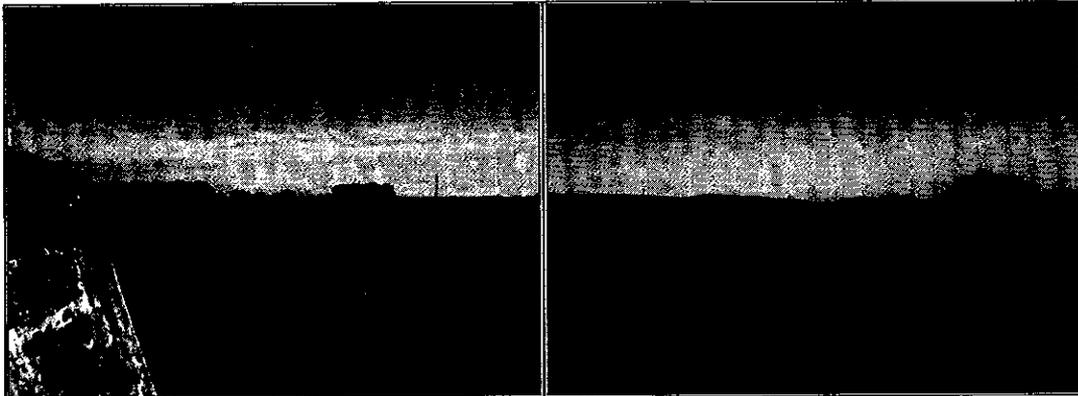
Zona bajos del Arroyo Chuy



Vista desde R. 26 hacia Melo

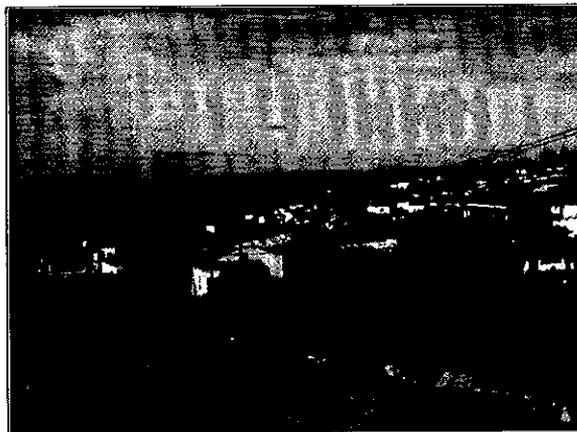
- **Melo a frontera**

- **Generalidades**, el presente tramo presenta una longitud aprox. de 60 km entre Melo y la frontera con Brasil.
- **Relieve**, existe una primera zona con predominio de terrenos quebrados, para luego suavizarse en cercanías de ruta 8 hasta llegar a la frontera. En este último tramo existen importantes áreas de bajos inundables.
- **Caminería**, esta fuertemente influenciada por la presencia de la ruta 8 y la caminería secundaria de balastro que parte de ella, en algunos lugares con poco mantenimiento.
- **Población**, la población es escasa, existiendo varias casas en cercanías de la ruta 8. La población más importante del tramo es Isidoro Noblía y Aceguá sobre la frontera.
- **Vegetación**, en la zona dominan las pasturas naturales, existen explotaciones familiares en la zona de chacras de Melo y en la cercanías de Isidoro Noblía existen importantes plantaciones de arroz.
- **Hidrografía**, existen varias cañadas en la zona y bajos asociados.



Cercanías al punto de cruce de la frontera

Vista de relieve característico de la zona.



Vista poblado Aceguá

Handwritten signatures and initials, including "F.A." and other illegible marks.

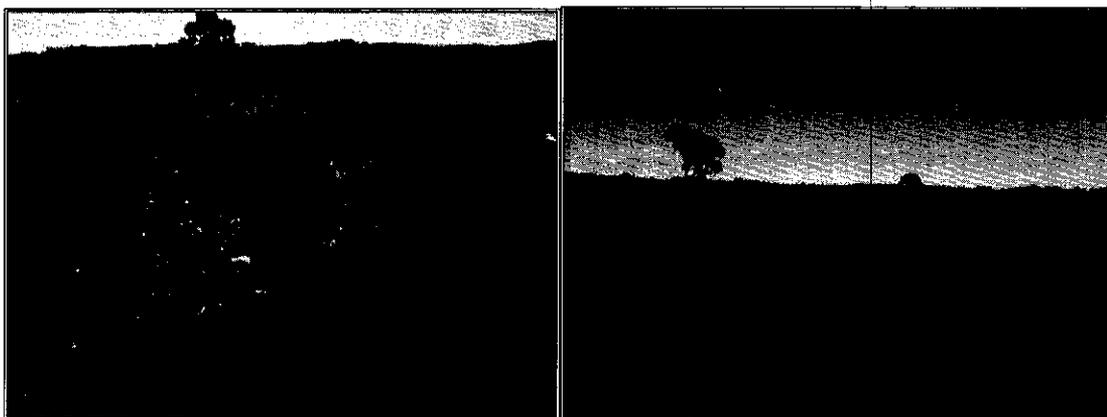
6.2.- Área de influencia de la Conversora

El predio propiedad de UTE se ubicará en una zona rural del Departamento de Cerro Largo al Este de la ciudad de Melo y de la ruta nacional N° 8. La zona se encuentra sobre un camino secundario de balastro a 3 kilómetros de la ruta 8, y 7 de la ciudad de Melo aproximadamente. La zona se encuentra en una faja delimitada por las rutas nacionales N° 8 y 26.

El relieve de la zona se corresponde a pendientes moderadas en la zona del nacimiento de la Sierra del Cerro Largo, las elevaciones mas importantes son los cerros del Vigía y cerro de la Tuna. Existe además una zona baja asociada a los arroyos del Rey y Atahona.

La actividad económica preponderante es la ganadería en praderas no mejoradas en predios de importante extensión.

La población de la zona se encuentra básicamente contra la ruta 8 encontrándose además viviendas aisladas.



Vistas del predio de la conversora

7.- Normativa de alcance Nacional

7.1.- Medio ambiente general

- Constitución Nacional
 - Artículo 47. Consideran un derecho y un deber de todo ciudadano y todo ente o instituto público y privado la conservación del medio natural, la adopción de medidas de prevención para evitar daños al mismo, su recuperación en el caso de que esté dañado y la no realización de actividades perjudiciales.
 - De acuerdo con el Artículo 6, el Estado se compromete a la efectiva aplicación de las Convenciones y Tratados Internacionales y a realizar una

activa gestión en el ámbito de la Comunidad Internacional y en especial en el MERCOSUR para la conservación y uso adecuado de los recursos naturales.

- Ley N° 17.283 del 28/11/2000 (“Ley general de Protección del Ambiente”) reglamenta el Artículo 47 citado y declara “de interés general”: a) la protección del ambiente, de la calidad del aire, del agua, del suelo y del paisaje; b) la conservación de la diversidad biológica y de la configuración y estructura de la costa; c) la reducción y el adecuado manejo de las sustancias tóxicas o peligrosas y de los desechos cualquiera sea su tipo; d) la prevención, eliminación, mitigación y la compensación de los impactos ambientales negativos; e) la protección de los recursos ambientales compartidos y de los ubicados fuera de las zonas sometidas a jurisdicciones nacionales; f) la cooperación ambiental regional e internacional y la participación en la solución de los problemas ambientales globales; y g) la formulación, instrumentación y aplicación de la política nacional ambiental y de desarrollo sostenible.
- Ley 16.466/94 y Decreto N° 349/005. Antes de dar comienzo a cualquier actividad, la Ley y el Reglamento estipulan que el interesado en llevar a cabo tal proyecto, deberá efectuar ante la Autoridad de Aplicación, en este caso el Ministerio de Vivienda, Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente (MVOTMA), una solicitud de Autorización Ambiental Previa (AAP). Para el dictado u otorgamiento de tal AAP, el MVOTMA puede requerir al Poder Ejecutivo la participación de los demás ministerios y gobiernos departamentales que tuvieran que ver con el proyecto en cuestión.

7.2.- Calidad de aire

- Ley 16.517 de ratificación del “Protocolo de Montreal relativo a las sustancias agotadoras de la capa de ozono y la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático”.

7.3.- Ruido

- Decreto I. M. Cerro Largo - Ordenanza sobre Ruidos Molestos
- Resolución I. M. Maldonado 14613A/973 - Ordenanza Ruidos Molestos
- Resolución I. M. Maldonado 4667/991 - Reglamentos Ruidos Molestos
- Resolución I. M. San José 1405/998 - Contaminación Acústica

7.4.- Protección y gestión de los recursos hídricos y defensa de costas

- Código de Aguas. El mismo establece el régimen jurídico de las Aguas en la República Oriental del Uruguay; y define que el Poder Ejecutivo es la autoridad nacional en materia de agua. Entre sus competencias se encuentran, establecer prioridades para el uso, y conceder permisos de uso.


F.R.


- Decreto 253/79 del 9 de mayo de 1979. Se aprueban normas técnicas para prevenir la contaminación ambiental mediante el control de la contaminación de las aguas. Surge como decreto reglamentario del Código de Aguas (decreto-ley 14859), por lo que es el primer instrumento técnico con que contó el país a nivel nacional para prevenir la contaminación de sus recursos hídricos.
- Ley 13.667 (Uso y conservación de suelos y de las aguas superficiales destinadas a fines agropecuarios). Parcialmente derogada por Ley 15.239 y su Decreto Reglamentario del 21 de Junio de 1990.
- Decreto-Ley 15.239 del 23 de diciembre de 1981 (De interés nacional el uso y conservación de suelos y aguas superficiales). En su artículo primero, declara “de Interés Nacional el promover y regular el uso y conservación de suelos y de las aguas superficiales destinadas a fines agropecuarios”.
- El artículo octavo resulta de particular interés pues establece que “en todos los casos de extracción de materiales para obras, una vez concluida la actividad extractiva, el ejecutor deberá proceder a reintegrar estas áreas al paisaje, bajo las condiciones que determine la reglamentación”.

7.5.- Protección de la flora silvestre y el monte indígena

- Ley N° 15.939 Ley Forestal, promulgada el 28 de diciembre de 1987. Aplicable en los aspectos vinculados a la protección de la flora silvestre. Autoridad de aplicación: Dirección General de Recursos Naturales Renovables (Ministerio de Ganadería Agricultura y Pesca).
- Ley N° 13.766/69 Protección Flora y Fauna. Establece que el Estado debe determinar si una zona dada, en la cual se desarrolla un proyecto, está calificada para ser considerada Parque Nacional, Reserva, o Monumento de Reserva de Territorio Virgen, por virtud de cualquier rasgo ambiental sobresaliente.
- Decreto N° 452/988. Normas reglamentarias para considerar bosques aquellas asociaciones vegetales de determinadas características; sancionadas el 6 de julio de 1988. Autoridad de aplicación: Dirección Forestal (Ministerio de Ganadería Agricultura y Pesca).
- Decreto N° 655/991. Se amplía a la Flora silvestre, los cometidos de las Comisiones Asesoras Honorarias en materia de Fauna Silvestre en cada departamento de la República con excepción de Montevideo; sancionado el 4 de diciembre de 1991. Autoridad de aplicación: Dirección General de Recursos Naturales Renovables (Ministerio de Ganadería Agricultura y Pesca).
- Decreto N° 22/993. Se adecuan mecanismos para dar eficaz cumplimiento a la protección del bosque indígena a cargo de la Dirección General de Recursos Naturales renovables; sancionado el 12 de enero de 1993. Autoridad de aplicación: Dirección General de Recursos Naturales Renovables (Ministerio de Ganadería Agricultura y Pesca).

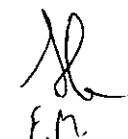
- Decreto N° 24/993: Se sustituye el artículo 16 del decreto 452/988, referente a la "Corta del Monte Indígena", por el cual los interesados deberán presentarse ante la Dirección General de Recursos Naturales Renovables; sancionado el 12 de enero de 1993. Autoridad de aplicación: Dirección General de Recursos Naturales Renovables (Ministerio de Ganadería Agricultura y Pesca).
- Decreto N° 330/993. Dispónese que la corta y extracción de productos forestales del monte indígena, deberá realizarse previa autorización de la Dirección General de Recursos Naturales Renovables; sancionado el 13 de julio de 1993. Autoridad de aplicación: Dirección General de Recursos Naturales Renovables (Ministerio de Ganadería Agricultura y Pesca).
- Ley 10.024 (Código Rural), parcialmente modificado por Ley 14.859.
- Ley 9.481 de "Protección a la Fauna Indígena" y sus Decretos reglamentarios de los cuales rige el Decreto 565/81.
- Decreto 784/986 de "Preservación de Especies Forestales".
- Decreto 263/1993 del 8/6/1993: determina a quien corresponde la fijación de los planes nacionales y ejecución de políticas relativas a recursos naturales renovables y áreas protegidas. Modificado por: Ley N° 17.234 del 22/2/2000.
- Ley N° 13.723 del 16/12/1968: Lucha contra los incendios forestales.
- Ley N° 15.939 del 28/12/1987: Ley Forestal. Modificada por: Arts. 45 y 90 a 92 – Ley N° 16.002 del 25/11/1988, Arts. 267 a 271 y 273 – Ley N° 16.170 del 28/12/1990, Art. 195 – Ley N° 16.320 del 1/11/1992, Arts. 285 y 651 – Ley N° 16.737 del 5/1/1996, Decretos N° 931/1988 del 31/12/1988 y N° 212/1997 del 18/8/1997. Reglamentada por Decreto N° 452/1988 del 6/7/1988 (modificado por Decretos N° 333/1990 del 25/7/1990, N° 22/1993 del 12/1/1993, N° 24/1993 del 12/1/1993 y N° 330/1993 del 13/7/1993) y por Decreto N° 849/1988 del 14/12/1988.

7.6.- Recursos no renovables

- Decreto N° 535/1969 del 28/10/1969: Normas para la explotación o extracción de arena, canto rodado y minerales en los cauces, costas, riberas y orillas correspondientes al Océano Atlántico, Río de la Plata y ríos, arroyos y lagos del territorio nacional.

7.7.- Áreas protegidas

- Ley N° 17.234 del 22/02/2000: Sistema nacional de áreas naturales protegidas.


 F.M.



7.8.- Patrimonio arqueológico

- Decreto N° 23/1967 del 16/1/1967: creación del Taller de Restauración del Patrimonio Artístico de la Nación.
- Ley N° 14.040 del 20/10/1971: creación de la Comisión del Patrimonio Histórico, Artístico y Cultural de la Nación, la cual funcionará bajo la dependencia del Poder Ejecutivo, en la órbita del Ministerio de Educación y Cultura. Modificada por Art. 219 de la Ley N° 15.903 del 10/11/1987 y por Art. 344 de la Ley N° 16.736 del 5/1/1996. Reglamentado por Decreto 536/1972 del 1/8/1972 el que, a su vez, es modificado por los Decretos N° 372/1983 del 7/10/1983, 144/1984 del 16/4/1985, 303/1990 del 3/7/1990, 294/1996 del 23/7/1996, 237/1997 del 12/8/1997, 63/1998 del 10/5/1998 y 255/1998 del 16/9/1998.
- Decreto 536/972. Decreto reglamentario de la ley 14040 (1º. De agosto de 1972). En el artículo 7º de dicho decreto, se le otorga a la Comisión Nacional de Patrimonio el rol de fiscal de los trabajos arqueológicos.

7.9.- Normativa general

- Ley del 17/07/1875: Código Rural. Modificado por Ley N° 10.024 del 14/06/1941; Decretos – Ley N° 10.386 del 13/2/1943, N° 15.179 del 19/8/1981, N° 13.384 del 16/6/1975, N° 14.495 del 13/1/1976, N° 14.859 del 15/12/1978 y N° 16.223 del 15/10/1991.

7.10.- Otra normativa de alcance nacional

- Sobre las expropiaciones:
- Ley N° 3.958 del 28/03/1912: Régimen general de expropiaciones de bienes inmuebles. Modificado por Decreto Ley del 15/10/1942, Art. 223 de la Ley N° 13.318 del 28/12/1964.
- Sobre el uso y transporte de explosivos y mercaderías peligrosas:
 - Decretos N° 10.415 del 12/2/1943, N° 2605/1943 del 7/10/1943, N° 365/1969 del 31/7/1969, N° 353/1975 del 29/4/1975 y N° 91/1993 del 24/2/1993 sobre uso y transporte de explosivos.
 - Decreto N° 572/1966 del 23/11/1966: Reglamento de embarque y desembarque de explosivos e inflamables en el Puerto de Montevideo.
 - Decreto N° 583/1978 del 4/10/1978: Disposiciones sobre el almacenamiento de mercaderías o sustancias declaradas peligrosas.
 - Decreto N° 158/1985 del 25/4/1985; modificado por Decreto N° 770/1988 del 15/11/1988: Reglamento de Operaciones y Transporte de Mercaderías peligrosas.

- Decreto N° 320/1994 del 21/9/1994 sobre manejo de sustancias tóxicas y peligrosas.
- Sobre las condiciones de seguridad en el trabajo:
 - Leyes N° 5.032 del 21/7/1914 y N° 16.074 del 10/10/1989; Decretos N° 406/1988 del 3/6/1988, N° 89/1995 del 21/2/1995, N° 103/1996 del 20/3/1996 y N° 283/1996 del 10/7/1996 sobre prevención de accidentes en el trabajo.
 - Decreto N° 89/1995 del 21/2/1995: Normas sobre seguridad e higiene en la industria de la construcción. Modificado por Decreto N° 53/1996 del 29/2/1996, 76/1996 del 14/3/1996, 82/1996 del 19/3/1996 y 283/1996 del 22/7/1996.

7.11.- Servidumbres

- Decreto reglamentario del Decreto-Ley N° 10.383, relativo a la línea en cuestión, que establece las servidumbres de la línea. (Decreto del 26/02/04). Dichas servidumbres consisten en:
 - Servidumbre de paso: autoriza la libre circulación de personal, equipos y materiales, en la medida en que ello sea necesario para la ejecución de las obras.
 - Servidumbre de ocupación temporaria: autoriza la realización de estudios, mensuras y cateos, así como la instalación de campamentos, equipos, tomas de agua, etc.
 - Servidumbre de ocupación definitiva: autoriza la instalación de mástiles y sus puestas a tierra, dentro de la propiedad privada.
 - Servidumbre de limitación del derecho de uso en las áreas afectadas de los padrones atravesados por la línea de alta tensión.

8.- Descripción de impactos y medidas de mitigación

En este capítulo se hará referencia a la identificación y mitigación de los posibles impactos ambientales atribuibles al proyecto de la línea de transmisión y la convertidora de frecuencias.

La identificación y mitigación de los impactos se analizará según los Ambientes Físico, Biótico y Antrópico y dentro de ellos los distintos factores ambientales y durante las etapas de construcción, operación y mantenimiento.

Las tareas relativas al mantenimiento de la línea consisten básicamente en inspeccionar la línea en forma periódica para lo cual se emplea una camioneta con tracción en las 4 ruedas utilizando la trocha bajo la línea y los accesos existentes. Las tareas a realizar consisten en desbroce y limpieza del corredor, reparación de elementos

Handwritten signatures and initials, including what appears to be 'F.M.' and other illegible marks.

metálicos de las estructuras, sustitución de aisladores, retiro de nidos de aves que afectan el funcionamiento, etc. Las afectaciones relativas a este aspecto de la operación son por tanto irrelevantes.

Una obra de este tipo cuenta con una vida útil de varias décadas, existiendo en el país obras similares las cuales siguen operando en la actualidad. Debido a lo anterior se estima que la etapa de abandono del proyecto se efectuará muy dilatada en el tiempo y consiste en el desmontaje del equipamiento y su revalorización posterior.

8.1.- Ambiente físico

La construcción de una obra de este tipo conlleva la ejecución de múltiples actividades que pueden producir alteraciones puntuales a los distintos componentes del ambiente físico.

Dentro del Ambiente Físico se analizarán los siguientes factores ambientales:

- Suelos
- Recursos Hídricos
- Niveles de ruido y calidad del aire

8.1.1.- Impactos sobre los Suelos

En la etapa de construcción en los lugares donde se emplazará la convertidora de frecuencias, las torres, en la faja bajo el trazado de la línea y para la conformación de nuevas vías de acceso o mejoramiento de las existentes se realizan múltiples tareas entre las que se puede mencionar: limpieza de áreas de trabajo, excavaciones, cimentaciones, rellenos (para lo cual se requiere material de préstamo en ciertas oportunidades), montaje de las torres, tendido del conductor, etc. Dichas tareas requieren la presencia de maquinaria, acopio de materiales, circulación de camiones y equipamiento, además de los recursos humanos necesarios para ejecutarlas.

Las principales afectaciones que pueden identificarse en este caso son:

- Modificación de los rasgos topográficos de los terrenos
- Alteración de las propiedades de los suelos
- Aumento de la predisposición a la erosión de los suelos

- Modificación de los rasgos topográficos

De acuerdo a los sitios seleccionados para la implantación de las torres se puede predecir que no se requerirán movimientos de tierra importante para su acondicionamiento, existiendo escaso riesgo de desestabilización de taludes. Cabe acotar que el área intervenida por la obra de fundación de las torres es de escasa magnitud.

A su vez, dadas las características de las diferentes zonas involucradas, se estima que las nuevas sendas a emplear para acceder a la obra mantendrán en términos

generales la topografía del terreno, efectuando las regularizaciones y trabajos complementarios necesarios.

La obra civil de la Conversora consiste en movimientos de tierra, compactación y hormigonado de forma de permitir obtener una superficie plana a partir de la topografía existente del predio seleccionado propiedad de UTE.

Este impacto puntual será de poca relevancia y se exige al Contratista:

- a) un adecuado manejo de los movimientos de tierra y una compactación adecuada de rellenos,
- b) un programa de disposición de los desechos originados en la obra incluyendo la disposición de sobrantes de excavación, talado de árboles, etc.
- c) una correcta canalización de los pluviales en el predio de la conversora.

- Alteración de las propiedades de los suelos

Los suelos podrán sufrir alteraciones en sus propiedades por:

- a) compactación excesiva de los suelos y
- b) por disposición de desechos que alteren sus propiedades químicas tales como aceites, cemento, etc.

Este impacto puntual puede mitigarse mediante la adopción de un programa para la disposición de los desechos de obra tal como se indicara en el punto anterior, de una correcta selección y ejecución de vías de acceso y la reducción al mínimo del área empleada por el Contratista para las actividades que se desarrollan en los sitios de obra y la trocha bajo la línea.

- Aumento de la predisposición a la erosión

Este fenómeno está vinculado a la alteración de los rasgos topográficos de los terrenos y a la pérdida de cobertura vegetal durante la ejecución de la obra.

Estos dos aspectos tendrán en la mayor parte del emplazamiento de la obra poca significación en función de lo ya analizado en relación a la modificación de los rasgos topográficos, a la poca extensión del área involucrada para cada torre y que las características de los terrenos permitirán que la cobertura vegetal rebrote sola.

El factor suelo no se verá afectado en las etapas de operación y mantenimiento.

8.1.2.- Impacto sobre los Recursos Hídricos

En algunos casos de apertura de sendas resulta necesaria la realización de obras de cruce de cursos de agua. Estas obras deben estar correctamente dimensionadas para que no disminuya la sección de escurrimiento produciendo remansos aguas arriba y aumente las áreas de inundación durante los períodos de crecientes con los consiguientes perjuicios para los predios involucrados. Las principales zonas involucradas son las correspondientes a; Arroyo del Aiguá y Marmarajá, Cuenca del Cebollatí y cuenca del Olimar.

En relación a la convertora se mantendrán los escurrimientos respetando los desagües naturales buscando no afectar los predios vecinos en períodos de excesos de agua.

Otro aspecto a mencionar es la contaminación puntual y temporal por residuos sólidos o vertido de aceites usados a los cursos de agua. Este impacto se minimiza a través de la utilización de criterios adecuados para el manejo de los residuos derivados de la actividad del personal y la maquinaria.

En cuanto a las aguas subterráneas se estima que no habrá prácticamente afectaciones ni en el flujo ni en la calidad de las mismas dadas las características de la obra.

Los recursos hídricos no se verán afectados en las etapas de operación y mantenimiento.

8.1.3.- Impacto sobre los Niveles de Ruido y Calidad del Aire

Durante la fase de construcción los niveles de ruido serán más elevados que los habituales y se producirá la emisión de cierta cantidad de material particulado.

Estos fenómenos ocurrirán por el normal desarrollo de una obra de este tipo, que requiere el empleo de maquinarias para los movimientos de tierra y materiales, la realización de voladuras (previsibles en algunos sitios de torres por los múltiples afloramientos de rocas que se observan en el trayecto, sobre todo en cercanías de la Ruta 39 y entre las ciudades de Treinta y Tres y Melo) y el tránsito de camiones como consecuencia del transporte de materiales.

Las características de esta zona rural, que tiene baja densidad de población presentando muy escasas viviendas en las cercanías del trazado y la escasa duración de los efectos transforma a estas afectaciones en muy poco relevantes.

Durante las etapas de operación y mantenimiento la convertora de frecuencias será una fuente de ruido, de forma de minimizar dichos niveles en los límites del predio se implementaran las medidas de insonorización necesarias.

8.2.- Ambiente biótico

Se realizó una revisión de las áreas protegidas existentes de la cual se desprende que el área de influencia de la traza no esta incluida en ninguna de ellas.

Impactos sobre la Flora

En este punto se considerarán las siguientes afectaciones relativas a la fase de construcción y operación de la obra.

- Impacto sobre la masa arbórea
- Impacto sobre la cobertura vegetal natural

8.2.1.- Impacto sobre la masa arbórea

El volumen de la masa arbórea bajo el trazado de la línea no es importante en relación a la longitud total de la misma. La masa arbórea afectada se refiere básicamente a monte nativo asociado a serranías, monte nativo asociado a cursos de agua y montes de abrigo.

La principal zona donde se localiza la afectación a monte nativo asociado a serranías se encuentra en las cercanías de la ruta nacional N° 39 entre los kilómetros 50 y 78 aproximadamente.

La traza de la línea cruza múltiples cursos de agua que cuentan con monte nativo en sus márgenes. Se pueden destacar los siguientes; arroyo del Aiguá, río Cebollatí, río Olimar y arroyos Yermal Grande y Yermalito.

A lo largo de la traza de la línea la principal actividad económica encontrada es la ganadería y por lo tanto se encuentran múltiples montes de abrigo distribuidos en forma irregular.

Esta vegetación será parcialmente afectada en la fase de construcción de la obra por las tareas de limpieza de los "sitios de torre", de la apertura de la trocha necesaria para el tendido de los conductores y del despeje final para la operación de la línea.

Este impacto sobre el ambiente se reduce con el control estricto de:

- talado mínimo necesario para la limpieza de los lugares de trabajo
- un manejo flexible de la normativa relativa a la presencia de árboles en la faja de servidumbre
- en la reducción al mínimo del ancho de la trocha a abrir para el tendido de los cables
- en disminuir al mínimo necesario los cruces de cursos de agua con maquinaria pesada.

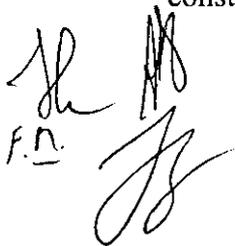
En la etapa de mantenimiento se debe mantener la faja de servidumbre limpia y los impactos se minimizan realizando cortes de ramas adecuados

8.2.2.- Impactos sobre la cobertura vegetal natural

La cobertura vegetal será afectada en los lugares donde se desarrollará la obra por las tareas de limpieza y desbroce y por la circulación de camiones, equipamiento y personas.

Esta cobertura rebrotará sola en la mayor parte de los lugares donde se llevará a cabo la obra favorecida por las características climáticas y de los suelos presentes.

Los impactos sobre la flora serán entonces moderados y se darán en la fase de construcción, no así en operación y mantenimiento.



8.2.3.- Impactos sobre la Fauna

Se estima que gran parte de la fauna nativa se ubicará principalmente en los montes ribereños correspondientes a los cursos de agua que se cruzarán. A su vez, tal como surge de lo indicado en el punto anterior, se ha propuesto una serie de medidas para reducir al mínimo posible el talado de dichos montes. Resulta entonces que en la etapa de construcción no existirá prácticamente afectación a la fauna autóctona.

En la etapa de operación el riesgo de electrocución de aves de gran porte es de baja probabilidad puesto que las distancias fase – fase y fase - tierra son considerables (del orden de varios metros). Es de hacer notar que las fases son un armado de 4 conductores y que cada cierta distancia se incluyen separadores, esto le confiere a la línea una alta visibilidad disminuyendo los riesgos de choque de las aves.

8.3.- Ambiente antrópico

La construcción del presente proyecto tendrá una serie de impactos positivos sobre el medio socioeconómico del país en su conjunto y en particular de los departamentos por los cuales discurre la línea.

Los principales efectos benéficos que ocasionará el proyecto y que surgen de su propia naturaleza son:

- Cubrir la creciente demanda de energía eléctrica del país diversificando el origen de la energía a consumir con precios competitivos.
- En la fase de construcción de la obra se generarán una cantidad importante de puestos de trabajo la que parte será contratada en el lugar y a su vez también un aumento del comercio local.
- Aumentar la confiabilidad del sistema de transmisión, pues el sistema asegura una capacidad de carga acorde a los requerimientos del servicio.

En este punto se considerarán además los impactos negativos del proyecto referidos a:

- actividad agropecuaria
- forestación
- infraestructura vial
- presencia física de la línea
- mantenimiento de la línea
- percepción social

8.3.1.- Impactos sobre la actividad agropecuaria

En la construcción y en los predios donde se realiza actividad agropecuaria las principales alteraciones ambientales serán:

- ❑ Pérdidas de cultivos existentes en el momento de la ejecución de la obra o de producción ganadera.
- ❑ Daños a la propiedad.

Las principales afectaciones ocurrirán en los lugares donde se implantarán las torres, en la caminería a emplear para los accesos a los mismos y en una faja bajo la zona de la línea que será transitada numerosas veces para la realización de las tareas relativas al tendido, flechado, etc., y utilizada en múltiples casos como acceso a las torres.

Para minimizar los impactos derivados del uso de las vías de acceso será necesario efectuar un correcto diseño y ejecución de esta caminería auxiliar contemplando que puedan prestar servicio después de períodos lluviosos. Un aumento de la magnitud de las afectaciones ha ocurrido muchas veces por el no cumplimiento de estas prescripciones y la ejecución de varias vías en paralelo para poder transitar después de precipitaciones.

En cuanto a los daños a la producción ganadera cabe señalar primeramente que los predios donde se realizan actividades pecuarias abarcan en la dirección de la línea más del 90 % de su longitud. En este caso, los impactos se refieren a daños a las praderas o cobertura vegetal natural.

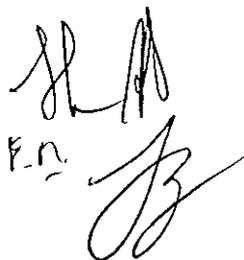
En relación a los riesgos de accidentes para los animales con motivo de la construcción de la obra, éstos se vinculan especialmente a la apertura de zanjas y pozos, manejo inadecuado de desechos, etc. Estos pueden minimizarse mediante la adopción de medidas preventivas de simple implementación.

UTE realiza, en caso de reclamación, un avalúo de daños y perjuicios a la producción agropecuaria por parte de su equipo técnico especializado, compensando económicamente en caso de corresponder.

La zona aledaña a la conversora presenta actualmente explotaciones ganaderas de praderas naturales y mejoradas. El predio de UTE donde se construirá la conversora contará con cercado lo que impedirá el acceso de animales y por ende la ocurrencia de accidentes.

En cuanto a los daños a la propiedad, este impacto se refiere a los perjuicios causados por roturas de alambrados, porteras, etc. Estos deben ser subsanados por el Contratista tal como lo establece el Pliego de Condiciones Particulares (PCP) y bastará controlar que el mismo efectúe un rápido diligenciamiento de estos problemas para que este impacto sea irrelevante.

Este impacto no se dará en operación y mantenimiento



Handwritten signature and initials, possibly 'E.N.', in the bottom left corner.

8.3.2.- Impactos sobre la forestación

En la construcción se consideran los efectos de la obra sobre los montes artificiales. Al respecto cabe señalar que en principio éstos serán erradicados en todo el ancho de la faja de servidumbre de 80 m.

El número de montes de producción afectados por la obra es mínimo y su afectación será tangencial. Los montes de abrigo se encuentran dispersos prácticamente por toda la extensión de la traza de la línea de forma irregular y la posibilidad de evitar los mismos mediante el trazado es muy dificultosa puesto que los criterios de diseño indican que la línea deba tener una cantidad acotada de vértices.

Todos los elementos aprovechables serán cortados en forma de puntales, postes o leña y luego inventariados por el Contratista y entregados bajo recibo al ocupante del predio, lo que constituye una medida de compensación.

Por otro lado, cabe señalar que UTE, desde unos años a esta parte, ha tomado como criterio en caso de especies de árboles con valor particular o a requerimiento de los propietarios de los predios, no talar en forma indiscriminada en los 80 m de faja de servidumbre. Mediante una evaluación técnica por parte de los proyectistas de la línea se estudia la viabilidad técnica del requerimiento de los afectados.

En la etapa de operación y mantenimiento no se darán impactos sobre la forestación

8.3.3.- Impacto sobre la Infraestructura Vial

En la fase de construcción de la obra, el Contratista hará uso de las rutas nacionales y la vasta red de caminería rural para el acceso a los lugares de trabajo.

El tránsito continuo de camiones, maquinaria de movimiento de tierra y la requerida para el montaje de las torres y tendido de los cables pueden llevar a un deterioro de las vías de tránsito más rápido que el habitual, especialmente en la caminería rural que en muchas oportunidades no ha sido concebida para prestar servicio en esas condiciones.

Esta afectación de la red vial podrá perjudicar al sector rural al interferir en el transporte de haciendas y productos agrícolas, y dificultar los accesos a los productores.

Para minimizar los efectos se adoptarán un conjunto de medidas de prevención, mitigación y compensación tendientes a mantener en todo momento la caminería en un estado similar al que se encontraba al inicio de las obras.

Para el acceso a la obra se requerirá, en algunos casos la utilización de sendas privadas ubicadas en padrones no atravesados por la línea y a los que no se les ha impuesto servidumbre. Estas sendas generalmente no han sido concebidas para un tránsito intenso y con carga apreciable y pueden por tanto sufrir un importante deterioro. De acuerdo a la información recabada son frecuentes las roturas de alcantarillas,

obstrucciones en cursos de agua, alteraciones en el pavimento y utilización de los terrenos circundantes para circulación especialmente después de períodos de lluvias.

En estos casos se requerirá una autorización del propietario para el ingreso al predio y uso de la vía de acceso a la obra. Para mitigar estas afectaciones resulta de fundamental importancia un adecuado relacionamiento de la Administración y la empresa Contratista con los propietarios y la adopción de ciertas medidas de prevención y mitigación con realización de mejoras en los accesos. Esto incluye cruces de cursos de agua, la conformación adecuada de los perfiles transversales y longitudinales de modo de evitar la acumulación de agua, colocación de materiales aptos para base. etc. y la ejecución de tareas de mantenimiento que permitan conservar y entregar a la finalización de los trabajos las sendas en igual estado del que se encontraban al inicio de los mismos.

Otra posible afectación en las vías de tránsito es la interrupción de la circulación de vehículos durante las tareas de tendido de los cables y los riesgos para las personas que circulen por allí. Para evitar esta situación se ha de adoptar diversas medidas que deben adecuarse a las características particulares de cada caso. Entre ellas se puede mencionar: empleo de apoyos provisorios con poleas, instalación de señales de peligro. etc.

Los impactos descritos tendrán efectos moderados y serán de corta duración en la etapa de construcción, no se darán en la etapa de operación y mantenimiento.

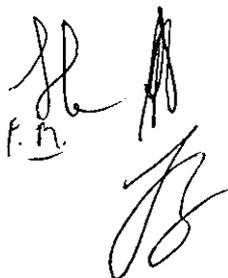
8.3.4.- Impactos derivados de la presencia física de la línea

En las etapas de operación y mantenimiento la presencia de la línea impone escasas restricciones para el tipo de actividad que se desarrolla en la zona. El área ocupada por las torres y otros elementos enterrados es carente de significación y no produce prácticamente molestias al desarrollo de la actividad. Las restricciones en la faja de servidumbre de 80 m en lo relativo a la presencia de árboles superiores a 3,5 m impide la producción forestal en la misma.

En este caso, esta afectación se considera irrelevante puesto que la traza ha sido seleccionada teniendo en cuenta el uso del suelo y en particular la existencia de montes de producción por tanto los montes afectados son mínimos.

El trazado mayormente afectará a los pequeños predios a los que atraviesa, dependiendo la magnitud de las afectaciones de la dimensión y forma del terreno y del trazado de la línea, siendo las afectaciones en la fase de obra las de mayor significación. Este impacto se localiza principalmente en la cercanía de la ciudad de San Carlos y de la ciudad de Melo.

Particularmente la zona correspondiente a la ruta 39 presenta aptitudes para el establecimiento de emprendimientos turísticos, cuya localización no esta específicamente regulada en la actualidad, tal afectación potencial se pondera como poco relevante.



F. N.

8.3.5.- Percepción Social

La construcción de una línea de alta tensión (con la imposición de servidumbres) y la convertidora, la realización por parte de una empresa contratista de obras civiles y de montajes en predios privados genera distintas actitudes o reacciones en los propietarios y ocupantes afectados. Estas pueden ser positivas si no se sienten afectados, ya que en general la energía eléctrica se la percibe como una fuente de desarrollo, pero en el caso de sentirse perjudicados de alguna manera su percepción de la obra será negativa.

Hay que considerar que el impacto negativo en la percepción puede variar desde muy bajo, si los afectados se sienten correctamente compensados por los daños y perjuicios hasta muy altos si sienten que la afectación no es sólo de carácter económico. Los aspectos del proyecto que más influencia tienen en la percepción de la población afectada son los siguientes:

- Comunicación y relación con la UTE y con la empresa contratista comprendiendo:
 - o proceso de notificación e imposición de la servidumbre
 - o información sobre distintos aspectos del proyecto, por ejemplo características y desarrollo de las obras, implicancias para la salud, seguridad y servidumbres
 - o recepción de quejas, reclamaciones y aspiraciones y resolución de las mismas
 - o respeto de la empresa contratista a la propiedad privada, etc.
- Implantación en sus predios de torres, cables, etc., restricciones al uso del suelo establecido por la servidumbre y afectación de las propiedades por la ejecución de las obras de construcción de la línea.
- Pago de indemnizaciones o medidas compensatorias por la imposición de servidumbres, los perjuicios a la producción y a los bienes durante la fase de obra y la reducción del valor de la propiedades.

UTE tomará todos los recaudos necesarios para lograr una buena relación con los vecinos, para ello se implementara una serie de medidas para reducir las posibles fuentes de disconformidad que pudieran surgir como consecuencia de una obra de este tipo en la comunidad afectada. Estas medidas se basan en:

- previo al inicio de los trabajos, brindar información a los propietarios y ocupantes de los padrones involucrados sobre distintos tópicos tales como principales características de la obra y sus beneficios, servidumbres y sus implicancias, fecha de inicio de los trabajos, lugares y forma en que se recibirán las reclamaciones y aspiraciones, etc.
- cumplir con las pautas establecidas por el PCP para las relaciones con los propietarios y controlar el respeto del Contratista hacia los mismos.

Dentro de la percepción social se considera que parte de la población percibe las instalaciones de alta tensión como perjudiciales, dada la variada información que recibe por diferentes medios (Internet, televisión y diarios).

En lo que respecta a campos electromagnéticos cada país establece sus propias normas nacionales sobre exposición a los mismos. Sin embargo, la mayoría de estas normas nacionales se basan en las recomendaciones de la Comisión Internacional de Protección contra la Radiación No Ionizante (ICNIRP). Esta organización no gubernamental, reconocida formalmente por la Organización Mundial de la Salud, la Organización Internacional del Trabajo y la Unión Europea, evalúa los resultados de estudios científicos realizados en todo el mundo. Basándose en un análisis en profundidad de todas las publicaciones científicas, la ICNIRP elabora directrices en las que establece límites de exposición recomendados. Estas directrices se revisan periódicamente y, en caso necesario, se actualizan.

En el caso de Uruguay, no existen normas legales que regulen la exposición a campos electromagnéticos. Por lo expuesto, UTE ha adoptado como referencia los límites de exposición recomendados por ICNIRP. En tal sentido todas las instalaciones de UTE están sometidas a su estricto cumplimiento.

A efectos del proyecto de la línea en cuestión y de otras en general, UTE utiliza un modelo matemático que permite calcular los CEM de las líneas a construir. Los valores medidos a posteriori de la construcción de las mismas, muestran que los campos calculados están muy por debajo de los límites máximos de exposición establecidos en las normas antes mencionadas y por debajo de los cálculos técnicos. UTE cuenta con información de acceso público al respecto.

8.3.6.-Impacto sobre el Paisaje

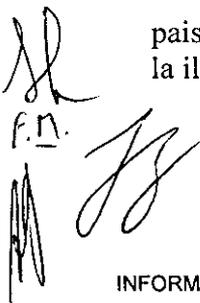
En el caso de la línea por tratarse de una obra lineal la cuenca visual es una franja que va variando a lo largo de la misma.

Los elementos que perturban la visión son los cables y las torres. Los cables son de reducido diámetro y su visión decrece rápidamente con la distancia, colaborando además la desaparición del brillo inicial por lo que el impacto en el paisaje es poco relevante. El impacto visual de las torres es más intenso para los observadores que viven o tienen su actividad en las proximidades. Dado el tipo de emprendimiento los impactos sobre el paisaje son obstáculos a la visión, presencia de elementos más altos que el horizonte y distorsión del paisaje natural.

Las afectaciones son muy poco significativas considerando que:

- en general el grado de antropización es muy bajo
- mayoritariamente la línea distará al menos a 2 kilómetros de las rutas nacionales
- la mayor parte de la longitud de la línea discurre por paisajes de escaso valor (praderas con ondulaciones)
- en aquellos lugares de relieve más quebrado, las mismas sierras impiden la visual desde las principales vías de acceso.

La convertidora se localiza en una zona con poca presencia de población en un paisaje típico rural correspondiente a dicha zona, estimándose como un factor a destacar la iluminación de las instalaciones durante la noche.



9.- Propuesta de Clasificación

La interconexión del sistema de transmisión de energía eléctrica con Brasil se trata de un proyecto de jerarquía nacional visto el porte de la obra y su importancia para poder asegurar el suministro de energía al mercado uruguayo con precios competitivos.

Los elementos del proyecto se tratan de obras existentes en el país, de los cuales tanto UTE como los posibles contratistas tienen amplia experiencia tanto para la construcción como para la operación de los mismos y que a la fecha no han ocasionado inconvenientes de importancia.

En cumplimiento de la Ley 16.466 y su Decreto Reglamentario 349/05, presentamos a usted la solicitud de Autorización Ambiental Previa para la realización de esta obra, la cual proponemos sea incluida en la categoría B, de acuerdo al artículo 5º del mencionado Decreto.



Proyecto a ser financiado con recursos del Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR

Certificado de DINAMA en relación a
la Clasificación de Proyecto
DOCUMENTO B


F.M.





Ministerio de Ambiente,
Ordenamiento Territorial
y Medio Ambiente

DINAMA

Dirección Nacional de Medio Ambiente

DIVISIÓN EVALUACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL CERTIFICADO DE CLASIFICACIÓN DE PROYECTO

Montevideo, 2 de octubre de 2007.-

Dando cumplimiento a lo establecido por el REGLAMENTO DE EVALUACION DE IMPACTO AMBIENTAL (aprobado por Decreto 349/05 del 21 de setiembre de 2005), y en vista de la información presentada:

- con fecha: 12 de setiembre de 2007
- por: UTE
- para el proyecto: Interconexión Eléctrica Uruguay - Brasil"
(Exp.2007/14000/04641)
- ubicación: El corredor seleccionado por donde correrá la línea acompaña la Ruta 39 hasta la Ruta 8 y luego hacia el norte discurre próximo a la frontera con Brasil, en las cercanías de Isidoro Nobliá.
El tendido se iniciará en San Carlos, departamento de Maldonado, atravesando luego hacia el norte los departamentos de Lavalleja, Treinta y Tres y Cerro Largo, llegando a la frontera con Brasil, próximo a Aceguá.

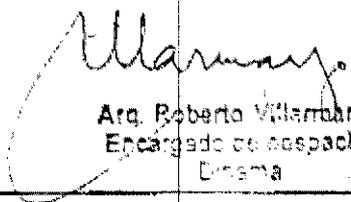
se indica que el mismo ha sido clasificado de acuerdo al literal "B" del Art 5:

"... proyectos de actividades, construcciones u obras, cuya ejecución pueda tener impactos ambientales significativos moderados, cuyos efectos negativos pueden ser eliminados o minimizados mediante la adopción de medidas bien conocidas y fácilmente aplicables."

Por tanto, se deberá presentar la Solicitud de Autorización Ambiental Previa según lo establecido en el Art. 9 del Reglamento de Evaluación de Impacto Ambiental.

El Estudio de Impacto Ambiental deberá analizar la relación entre el proyecto y el medio ambiente, debiendo **estudiar con especial atención:**

- Afectación al paisaje
- Afectación a Áreas Protegidas y zonas de particular valor turístico, o patrimonial
- Afectación a las producciones agrícolas
- Afectación a centros poblados


Arq. Roberto Villarmarzo
Encargado de Despacho
Dinama

NOTAS:

- En caso que fuere necesario gestionar la Autorización de Desagüe prevista en el Código de Aguas, la eventual Autorización Ambiental Previa se dictará toda vez que estuviera aprobado el proyecto de Ingeniería de la planta de tratamiento presentado en el marco de la Solicitud de Autorización de Desagüe.
- Por otra parte, se destaca que, en caso de corresponder la realización de estudios de tipo arqueológico o patrimonial, la ejecución de los mismos deberá ser necesariamente coordinada con la Comisión de Patrimonio Cultural de la Nación. Asimismo, los resultados de tales estudios, sin perjuicio de su inclusión en la información presentada ante DINAMA, deberán ser presentados ante la referida Comisión.



DIVISIÓN ADMINISTRACIÓN

TITULAR: U.T.E. - SUBGERENCIA DE GESTIÓN AMBIENTAL

ASUNTO: INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA URUGUAY - BRASIL.

NOTIFICACIÓN PARA:	Número de Fax:
U.T.E. - SUBGERENCIA DE GESTIÓN AMBIENTAL	200.29.27
SISTEMA NACIONAL DE ÁREAS PROTEGIDAS	917.07.10 INT.: 4209
COMISIÓN DE PATRIMONIO HISTÓRICO Y CULTURAL DE LA NACIÓN	915.76.81 INT.: 106
INTENDENCIA MUNICIPAL DE MALDONADO	0422.29132
INTENDENCIA MUNICIPAL DE LAVALLEJA	0442.3715
INTENDENCIA MUNICIPAL DE TREINTA Y TRES	0452.2162
INTENDENCIA MUNICIPAL DE CERRO LARGO	0642.6691

REFERENCIA:

Notificación Resolución DI.NA.MA. N°

Notificación Resolución Ministerial N°

Conferencia de Vista (art.75 Decreto 500/991)

* Notificación certificado de proyecto "B"

Otro:

Expediente N°: 2007/14000/04641

OBSERVACIONES:

N° PÁGINAS (incl. ésta): 2

FECHA: 05.10.2007

ANA LAURA CARDOSO

TEL: 917 07 10 int. 4502, 4510, 4559

FAX: 4511



Proyecto a ser financiado con recursos del Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR

Autorización Ambiental Previa DOCUMENTO C



DIRECCIÓN NACIONAL DE MEDIO AMBIENTE

DIVISIÓN ADMINISTRACIÓN

TITULAR:	UTE	
ASUNTO:	AAP	
NOTIFICACIÓN PARA:	Número de Fax:	
UTE	200 29 27	

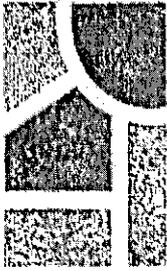
REFERENCIA:
* Notificación Resolución DI NA.MA. N° 49/2010
Notificación Resolución Ministerial N°
Conferencia de Vista (art.75 Decreto 500/991)
Notificación certificado de proyecto
Otro:
Expediente N°: 2009/04107

OBSERVACIONES:

N° PÁGINAS (incl. ésta):	5
FECHA:	22/1/2010

[Handwritten signature]
 F.O.
 A.O.

TEL: 917 07 10 int. 3054, 4502, 4510, 4559	FAX: 4511
--	-----------



MVOTMA

Expte. 2009/04107

R.M. 49/2010

MINISTERIO DE VIVIENDA, ORDENAMIENTO TERRITORIAL Y
MEDIO AMBIENTE

Montevideo, 19 ENE 2010

VISTO: la solicitud de Autorización Ambiental Previa presentada por la Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas (UTE) para su proyecto de "Interconexión eléctrica Uruguay - Brasil";

RESULTANDO: I) que la División Evaluación de Impacto Ambiental calificó el referido proyecto de acuerdo al artículo 5º literal b) del Decreto 349/2005, dentro de la Categoría "B", que se refiere a "actividades, construcciones u obras cuya ejecución pueda tener impactos ambientales significativos moderados, cuyos efectos negativos pueden ser eliminados o minimizados mediante la adopción de medidas bien conocidas y fácilmente aplicables", por lo que corresponde presentar la solicitud según lo establecido en el artículo 9º de referido Decreto;

(I) que la División Evaluación de Impacto Ambiental solicitó la agregación de información complementaria, la que fue evacuada en forma por la proponente;

(II) que habiéndose presentado la solicitud de Autorización Ambiental Previa de acuerdo a la norma antes citada, el Informe Ambiental Resumen fue puesto de manifiesto por un plazo de veinte días hábiles, no habiéndose recibido objeciones al proyecto;

CONSIDERANDO: que de acuerdo al análisis del Estudio de Impacto Ambiental, la Dirección Nacional de Medio Ambiente sugiere otorgar la Autorización Ambiental Previa solicitada en el

Expediente No. 2009/14000/04107 bajo estricto cumplimiento de las condiciones que se desprenden del informe de la División Evaluación de Impacto Ambiental de fecha 24 de diciembre de 2009;

ATENTO: a lo expuesto, y a lo dispuesto por la ley 16.466 del 19 de enero de 1994 y el Decreto 349/05 de fecha 21 de setiembre de 2005;

EL MINISTRO DE VIVIENDA, ORDENAMIENTO
TERRITORIAL Y MEDIO AMBIENTE

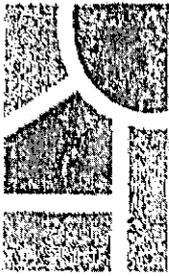
RESUELVE:

1º.- Concédase Autorización Ambiental Previa a la Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas (UTE) para su proyecto de "Interconexión eléctrica Uruguay - Brasil".-

2º.- La referida autorización se concede sujeta al estricto cumplimiento de las siguientes condiciones que se pasan a exponer:

- el proyecto deberá realizarse de acuerdo a la información contenida en el Estudio de Impacto Ambiental y en las respuestas a las solicitudes de información complementaria, salvo en aquellos puntos que contradigan las condiciones incluidas en este informe.
- la interesada deberá asegurar en todo momento el libre y fácil acceso de los funcionarios de la Dirección Nacional de Medio Ambiente a cualquier punto de la traza y predios a intervenir para realizar inspecciones y muestreos en la zona del proyecto y sus adyacencias.
- los residuos sólidos del emprendimiento deberán gestionarse según la Propuesta Técnica para la Reglamentación Gestión

SR
E.A.
M



MVOTMA

Integral de Residuos Sólidos Industriales, agroindustriales y de Servicios aprobada por COTAMA en el 2003.

- un arqueólogo deberá realizar el seguimiento de las actividades tanto en las etapas de construcción de la traza y de las conversoras, en particular en los sitios señalados a foja 132 (envés).
- dentro de un plazo de 60 días (sesenta) a contar a partir de la notificación de la presente, la emprendedora deberá presentar ante Dirección Nacional de Medio Ambiente para su aprobación, un Plan de Gestión Ambiental conteniendo lo siguiente:

- o Programa de Prevención de Riesgos y Contingencias
- o Programa de Monitoreo
- o Programa de Manejo de los Residuos Sólidos
- o Programa de Abandono y uso final
- o Programa que asegure el prendimiento y el mantenimiento de la cortina vegetal a instalar
- o una propuesta de medidas compensatorias a la corta de monte nativo
- o una propuesta de conservación de los posibles corredores biológicos presentes que sean interrumpidos por la traza u otra infraestructura.

39.- Esta Resolución se dicta en cumplimiento de las normas en la que se funda, por lo que es sin perjuicio de permisos o autorizaciones que correspondan a otros Organismos Públicos, y los derechos que pudieran corresponder a terceros.-



Proyecto a ser financiado con recursos del Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR

longitud, supuesta construida parte en territorio de Brasil y parte en Uruguay. En 2004 y 2005 se realizaron estudios del desempeño eléctrico a futuro de esta alternativa, y de su interacción con el desarrollo del sistema eléctrico argentino. Los estudios fueron realizados por personal técnico de UTE y de CTM-Salto Grande, coordinados por la Dirección Nacional de Energía y Tecnología Nuclear (DNETN – Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM) de Uruguay), y se contó con el apoyo técnico de CAMMESA, para el modelado de la red eléctrica de ese país y la definición de los escenarios a futuro, así como para la realización de estudios de desempeño dinámico, dada la importancia de los automatismos de control (DAG-DAD-NEA)(*) de la red de 500 kV argentina entre Yacyretá y Buenos Aires.

(*) DAG-DAD-NEA: Desconexión Automática de Generación y Desconexión Automática de Demanda en el NorEste Argentino. Sistema automático implementado a fines de la década de 1990 para el control de la generación y las cargas conectadas, ante contingencias (salidas de servicio intempestivas) de líneas de transmisión de 500 kV en el Litoral de Argentina. Este sistema también involucra a la central argentino-uruguaya de Salto Grande.

Los resultados de dichos estudios muestran que para asegurar el transporte de 500 MW de Brasil a Uruguay vía Garabí:

- Con la elevación de la cota de Yacyretá a 80m: además de la LT GAR-SGU específica del Proyecto, y una LT 500 kV adicional entre Rincón y Salto Grande (la “tercera línea” de Yacyretá), se requiere compensación serie de 25% de esas LTs entre Rincón y Salto Grande.
- Con la elevación de Yacyretá a 83m, además de lo anterior se necesita completar la “tercera línea” de Yacyretá hasta Buenos Aires (Rodríguez 500 kV).

En todos los casos estudiados, el intercambio Uruguay-Brasil debería ser fuertemente reducido ante contingencias de transmisión en cualquiera de las LTs del corredor de transmisión de 500 kV del Litoral de Argentina, y se encontraría sujeto a perturbaciones derivadas de la actuación de los automatismos DAG-DAD NEA.

- 4) Finalmente, el principal atractivo potencial de emplear las instalaciones de la Interconexión Brasil-Argentina para los intercambios entre Uruguay y Brasil es el ahorro en las inversiones derivado de utilizar la convertidora de frecuencia existente en Garabí. Sin embargo, dado que esta alternativa emplea instalaciones privadas no incluidas en los cargos de transmisión del sistema eléctrico brasileño (convertidora de Garabí y LTs 500 kV Garabí-Itá), fue necesario incluir los peajes por el uso de dichas instalaciones entre los costos de la alternativa. Como resultado de esa comparación, esa alternativa resultó económicamente inconveniente frente a las demás consideradas. Corresponde destacar que en la comparación antes referida se empleó los cargos de peaje que fueron efectivamente cobrados a UTE por el uso de esas instalaciones en Enero-Febrero de 2005, y que en las transacciones de años posteriores, incluyendo las más recientes de 2008, dichos peajes han tenido un aumento sustancial, haciendo aún más inconveniente a esta alternativa.



Proyecto a ser financiado con recursos del Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR

En esos casos de sequía en Uruguay las importaciones desde Brasil serán en general despachadas en la base, durante la mayor parte o la totalidad del día, es decir que no se tratará por lo general exclusivamente de cubrimiento de los picos.

10 Respuesta a Consulta D)

Respecto de la posibilidad para Uruguay de importar energía desde Brasil a través de la Interconexión Brasil-Argentina (Convertora de frecuencia de Garabí), transportando dicha energía por las redes de 500 kV de Argentina, corresponde señalar:

- 1) Efectivamente, hoy en día es posible realizar intercambios de energía entre Uruguay y Brasil a través de la Convertora de Garabí, transportando esa energía hasta Salto Grande empleando la capacidad de transporte disponible en las redes de 500 kV del Litoral de Argentina, cuando dicha capacidad disponible existe. Esos intercambios se han verificado ya en múltiples oportunidades desde 2004, por potencias del orden de hasta 500 MW de importación, dependiendo esa potencia de la generación de Yacyretá y de la importación realizada a Brasil por Argentina. En los casos de importaciones del orden de 700 MW por Argentina, no existió capacidad de transporte disponible adicional para importaciones por Uruguay. Esos intercambios se han realizado antes de disponerse de la "tercera línea" de Yacyretá.
- 2) La construcción y puesta en servicio de la nueva Línea de Transmisión (LT) 500 kV entre Rincón y Colonia Elfa ("tercera línea" de Yacyretá) aumenta la capacidad de transporte desde Rincón 500 kV hacia el sur. Sin embargo eso no levanta las restricciones de transmisión para las importaciones por parte de Uruguay. En efecto, de acuerdo a la información proporcionada por CAMMESA de Argentina, con la tercera línea de Yacyretá la capacidad total de transmisión desde Rincón hacia el sur resulta de 2800 MW. A Rincón 500 kV confluyen la generación de Yacyretá y la importación desde Brasil por Garabí. Según la misma información de CAMMESA, concomitantemente con la tercera línea está previsto elevar a 79m la cota operativa de Yacyretá en el presente mes de Julio 2008, lo que lleva la potencia máxima de esa central a 2400 MW (1800 MW en media). Eso dejaría una capacidad disponible para el total de importaciones de Argentina y Uruguay desde Brasil de 400 MW con alta hidraulicidad en Yacyretá, y de 1000 MW para hidraulicidad media. Dado que Argentina dispone de 2000 MW de capacidad instalada de intercambio con Brasil en Garabí, subsisten aún restricciones en la capacidad de transporte disponible para las importaciones de Argentina desde Garabí, aún en condiciones de hidraulicidad media en Yacyretá. Con mayor razón estas restricciones de transmisión afectan a las importaciones de Uruguay.
- 3) Por otra parte, para los estudios del Proyecto de Interconexión Uruguay-Brasil de 500 MW se incluyó una alternativa empleando la Convertora de Garabí. En esa alternativa se previó en todos los casos la construcción de una Línea de Transmisión específica al Proyecto, de 500 kV, 50 Hz, entre la Convertora de Garabí y la estación Salto Grande Uruguay 500 kV, GAR-SGU de aproximadamente 430 km de



Proyecto a ser financiado con recursos del Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR

crónica se elige de modo que ambas crónicas tengan niveles de generación hidráulica total en Uruguay lo más próximos posibles.

9 Respuesta a Consulta C)

En las tablas siguientes se presentan las importaciones anuales esperadas desde Brasil en GWh por la interconexión existente por Rivera-Livramento y por la nueva interconexión en 500 kV y la participación porcentual de dichas importaciones en el abastecimiento de la demanda total. Cabe aclarar que estas importaciones son no firmes y sus valores resultan de las simulaciones descritas en la pregunta anterior. En cada semana simulada de cada crónica se determina si es mejor importar o recurrir a generación propia. Los valores que se presentan en las tablas son los promedios de todas las crónicas simuladas, que representan un estimador del valor esperado de las importaciones.

No se tienen en cuenta contratos, por lo que los valores de intercambio son cotas inferiores, es decir las simulaciones resultan conservadoras cuando se las emplea en la determinación de beneficios para la evaluación económica.

Energía importada de Brasil y demanda en GWh (Escenario A de generación - sin ciclo combinado adicional)

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Rivera-Livramento	136	176	112	80	89	96	104	134
Interconexión 500 kV	0	0	205	710	771	819	863	1109
Demanda	8721	8980	9236	9530	9826	10123	10403	10688

Porcentaje de las importaciones desde Brasil en el abastecimiento de la demanda (Escenario A de generación - sin ciclo combinado adicional)

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Importación Rivera-Livramento	1.6%	2.0%	1.2%	0.8%	0.9%	0.9%	1.0%	1.2%
Importación Interconexión 500 kV	0.0%	0.0%	2.2%	7.5%	7.8%	8.1%	8.3%	10.4%

Cabe aclarar nuevamente que los valores anteriores son valores esperados en el conjunto de las crónicas de aportes simuladas, es decir que hay valores de importación mucho menores en las crónicas en las que Uruguay dispone de mucha generación hidráulica, y valores de importación mucho mayores en las crónicas muy secas.

Dada la naturaleza del sistema de generación de Uruguay, en el que existe una capacidad instalada de generación hidráulica relativamente abundante, pero sujeta a sequías, las importaciones por la nueva interconexión tendrán lugar en general en situaciones de sequía en Uruguay, y en las que los costos marginales de Brasil no sean demasiado elevados, es decir situaciones sin sequía en Brasil.



Proyecto a ser financiado con recursos del Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR

El horizonte para el que se realizó la simulación con el modelo es 2008-2015, es decir 8 años. En el análisis de simulación empleado, se consideran todas las situaciones (crónicas) hidrológicas de Uruguay registradas históricamente entre 1909 y 2006. En la simulación se consideran las sucesiones de 8 crónicas de aportes hidráulicos, encadenadas circularmente, como sigue:

1909 – 1910 -1916
1910 – 1911 -1917
.....
.....
1999 – 2000 -2006
2000 – 2001 -1909
.....
2006 -1909 -.....1915

Se simula el comportamiento del parque de generación en los ocho años 2008-2015 con sus respectivos parques de generación y demandas futuros planeados, pero tomando como aportes hidráulicos futuros, cada una de las 98 sucesiones de aportes históricos descritas antes.

Se estima que al considerar la totalidad de las situaciones hidráulicas registradas en el pasado se está reflejando el universo de posibles situaciones hidráulicas futuras, que son variables aleatorias.

Para cada uno de los años 2008-2015, se toma como representativo del valor esperado de cada variable (incluso los ahorros debidos al proyecto), al respectivo promedio de la variable realizado sobre las 98 sucesiones de aportes históricos simuladas.

El modelo empleado es de paso semanal, es decir se simula en detalle cada semana, de cada crónica hidrológica en cada año futuro, mediante un algoritmo de programación lineal. En particular, para determinar las importaciones a través de la nueva interconexión, en cada semana simulada el modelo considera los precios de compra desde Brasil en la misma crónica y el algoritmo de optimización determina si es más barato emplear recursos locales o importar desde Brasil. Es decir que la importación tiene carácter eventual o de conveniencia.

Como se explica en el punto 2.4.2, del documento de análisis costo-beneficio, los precios de compra desde Brasil y la disponibilidad de potencia de importación se obtienen en función del costo marginal de Brasil. En términos generales, cuanto mayor el costo marginal de Brasil, mayor el precio de compra y menor la disponibilidad de importaciones.

Los costos marginales de Brasil para cada crónica de aportes históricos en el período 1931-2005 se obtuvieron de la Empresa de Pesquisa Energetica de Brasil, EPE. Para las crónicas en las que no se dispuso de costos marginales de Brasil (1909-1930), se eligieron los costos de otra crónica en la que sí existen esos valores. Esta segunda



Proyecto a ser financiado con recursos del Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR

2015¹	750,00	750,00	770,31	576,56
2012²	750,00	750,00	996,88	925,00
2015²	750,00	750,00	888,75	842,50
Sem UTE novas	396,56	438,75	441,17	292,34
Com UTE novas	750,00	750,00	901,48	704,77

¹ Cenário considerando a entrada da UTE Seival – 550 MW.

² Cenário considerando as entradas da UTE Seival e da UTE CTSul – 650 MW.”

A continuación se transcribe otros extractos de las conclusiones del informe referido:

“...Com a entrada em operação da UTE Presidente Médici fase C em 2010, a ser instalada no município de Candiota, a possibilidade de exportação tem um significativo aumento. Essa UTE, mesmo com despacho mínimo, atende as cargas locais aliviando o sistema de transmissão, o que permite um maior intercâmbio com o Uruguai, utilizando energia de fonte hidráulica. Considerando a exportação de energia de fonte térmica, pode-se chegar a valores da ordem de 550 MW. ...”

“...Sem novas usinas térmicas: o sistema de transmissão permanece idêntico ao de 2010, levando à redução na exportação, devido ao aumento de demanda do sistema brasileiro. Em regime normal, esta redução é relativamente pequena, possibilitando uma exportação média da ordem de 500 MW, ...”

“...Para todos os anos estudados, a análise de estabilidade eletromecânica para faltas próximas ao ponto de conexão da conversora não indicou restrições à exportação nos limites estabelecidos nos estudos de regime permanente.”

En función de lo indicado, y teniendo en cuenta que la capacidad instalada del Proyecto de Interconexión será de 500 MW, del referido estudio se concluye que la red de 230 kV de Brasil junto con las centrales de generación próximas a la frontera con Uruguay, constituyen un sistema apto para permitir los intercambios de excedentes esperados.

8 Respuesta a Consulta B)

La conjetura planteada en la pregunta de que se emplearon datos simplificados en los cálculos económicos no es correcta. Por el contrario, los datos energéticos empleados resultan de una simulación detallada realizada mediante el modelo MURDOC, que es el que se emplea en el Despacho Nacional de Cargas y en los estudios de planificación de UTE. El modelo simula el comportamiento de un parque dado frente a distintas crónicas de aportes hidráulicos. El modelo también determina la operación óptima del embalse de Rincón del Bonete, mediante un algoritmo de programación dinámica estocástica.

Mediante el modelo se calculan los flujos anuales esperados de ahorro en los costos variables de explotación del sistema eléctrico uruguayo (costo de los combustibles requeridos más los costos por falla de suministros), que se producen como resultado del proyecto.



Projeto a ser financiado con recursos del Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR

Los estudios eléctricos de factibilidad de la exportación de esos excedentes hidrotérmicos por parte del sistema energético y eléctrico de Brasil fueron encomendados por el Ministerio de Minas e Energia (Br) a la Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Una conclusión global de los mismos es que la red de 230 kV de Brasil junto con las centrales de generación próximas a la frontera con Uruguay, constituyen un sistema apto para sostener los flujos previstos por la nueva interconexión en 500 kV.

Las conclusiones de los estudios realizados están contenidas en el informe "Estudos Associados ao Plano Decenal de Expansão de Energia" – Análise Técnico-Econômica da Interconexão com Países Vizinhas – Estudos da Interligação Brasil-Uruguaí. (Nº EPE-DEE-RE-144/2006-r0 – Data: 27 de novembro de 2006)

Dicho estudio tuvo por objetivo identificar las máximas potencias de exportación posibles por parte de Brasil, en los 3 escenarios hidrológicos internos a Brasil donde se tenía excedentes exportables. Se consideró a su vez 3 niveles de carga (punta –carga pesada, resto-carga média, valle –carga leve) en cada escenario:

- Intercambio Zero: Hidrología media o favorable en los subsistemas SudEste (SE) y Sul (SU) de Brasil. Corresponde a un intercambio cero entre SU y SE. 50% de probabilidad de ocurrencia.
- Intercambio SU-SE: Hidrología favorable en SU y desfavorable en SE. 20% de probabilidad de ocurrencia
- Intercambio SE-SU: Hidrología favorable en SE y desfavorable en SU. 30% de probabilidad de ocurrencia

El escenario Zero, que es el de mayor probabilidad, es el más favorable del punto de vista de los excedentes energéticos para la exportación de Brasil a Uruguay. En los escenarios SU-SE y SE-SU la exportación fue evaluada sólo en los escenarios de carga leve, en los que Brasil puede tener excedentes energéticos exportables. A continuación se transcribe la tabla de resumen de los resultados del estudio. Para el escenario Zero se indica los valores en promedio ponderado para las distintas cargas.

"Tabela 2.1 Média das máximas exportações possíveis no horizonte estudado.

CAPACIDADE MÉDIA PARA EXPORTAÇÃO (MW)				
ANO	Leve – SU-SE	Leve – SE-SU	Ponderada – Zero	
			normal	emergência
2009	328,75	332,50	354,38	194,69
2010	412,50	427,50	525,63	440,00
2012	400,00	437,50	504,69	274,38
2015	445,00	557,50	380,00	260,31
2012 ¹	750,00	750,00	950,00	475,00



Proyecto a ser financiado con recursos del Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR

5 Respuesta a Consulta D) Declaración sobre la necesidad o no del uso de recursos del FOCEM para la realización de la etapa de proyecto en territorio brasileño

No está previsto el uso de fondos de FOCEM para las inversiones de este proyecto en territorio de Brasil.

6 Nota 412/2008 consultas y respuestas

Se detallan a continuación las preguntas remitidas en la nota Nro. 412/08 y posteriormente las correspondientes respuestas.

- A) ¿La red en Brasil actual (de 230 KV) es apta para sostener la demanda que podría tener Uruguay? Si no fuera así, el completamiento de la red en 500 KV - previsto para un futuro no definido - sería parte integrante del proyecto.
- B) ¿Se ha utilizado algún modelo de despacho, o solamente se ha construido una suerte de promedio histórico representativo, para determinar el abastecimiento a través de la línea? Mi impresión es que sería lo segundo; pero agradecería una confirmación (o desmentida).
- C) ¿Qué parte de la demanda total del Uruguay quedaría abastecida a través de la línea? ¿Sería básicamente demanda de pico?
- D) A partir del completamiento de la Tercera Línea de Yacretá, existiría la posibilidad - en principio - de abastecer a Uruguay desde Brasil, a través del cruce Garabí (con estación convertora) y cruce Salto Grande. De hecho, la línea desde Salto Grande tendría por cierto capacidad para hacer frente a esta importación, según se indica en el texto. ¿Se analizó esta posibilidad?

7 Respuesta a Consulta A)

El Proyecto de interconexión Uruguay-Brasil de 500 MW se está ejecutando en el marco del Memorandum de Entendimiento del 5 de julio de 2006 firmado por los Ministros del área energética de Uruguay y Brasil. Como corolario del mismo fueron creados grupos de trabajo en cada país, coordinados por los respectivos Ministerios, con el fin de realizar los estudios requeridos para llevar adelante el Proyecto hasta su fase ejecutiva. En dicho Memorandum se establece que, sin perjuicio de incluir contratos de potencia firme en instancias ulteriores, los intercambios considerados en esta etapa del Proyecto son los que están asociados a la venta de excedentes térmicos e hidráulicos y son de carácter no firme.

Proyecto a ser financiado con recursos del Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR

Escenario A	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016 al 2039
Inversión inicial	-89	-190	-21						
Combustible			11	47	53	58	63	82	82
Importaciones			-9	-22	-26	-25	-24	-31	-31
Exportaciones			0	0	0	0	0	0	0
Multa por no abastecer la demanda			0.4	1.6	2.0	2.1	2.2	3.5	3
Ahorros totales			3	27	32	38	45	61	58
Mayor pago de impuestos				7	8	9	11	15	15
Mayor costo de O y M				6	6	6	6	6	6
Flujo neto	-89	-190	-18	14	18	22	27	40	38

Escenario B: la TIR de los flujos promedio del proyecto en un plazo de 30 años a partir de la entrada en servicio es del 4% y un VAN esperado de -123 MUSD.

Escenario B	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016 al 2039
Inversión inicial	-89	-190	-21						
Combustible			11	46	35	38	45	60	60
Importaciones			-9	-21	-18	-19	-19	-26	-26
Exportaciones			0	0	0	0	0	0	0
Multa por no abastecer dda			0.4	1.5	0.9	1.0	1.1	1.6	2
Ahorros totales			3	28	19	21	28	38	36
Mayor pago de impuestos				7	5	5	7	9	9
Mayor costo de O y M				6	6	6	6	6	6
Flujo neto	-89	-190	-18	15	8	10	15	22	21

4.3 Resumen de las cifras anteriores

En la tabla siguiente se resumen los resultados anteriores.

	Nivel País		Óptica Empresarial	
	VAN (MUSD)	TIR (%)	VAN (MUSD)	TIR (%)
Escenario A-baja inversión	117	15	14	11
Escenario B-baja inversión	-12	9	-83	6
Escenario A-alta inversión	80	13	-26	9
Escenario B-alta inversión	-49	8	-123	4



Proyecto a ser financiado con recursos del Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR

También se analizó la distribución de estos beneficios netos dependiendo de cada escenario hídrico, es decir, crónica a crónica. Se observó que en el 60% de los escenarios hídricos, el VAN sería positivo a la tasa 10% real.

4.2 Caso de altas inversiones

4.2.1 Evaluación costo beneficio país

Escenario A: la TIR de los flujos promedio del proyecto en un plazo de 30 años a partir de la entrada en servicio es del 13% y un VAN esperado de 80 MUSD.

Escenario A	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016 al 2039
Inversión inicial	-84	-179	-19						
Combustible			11	47	53	58	63	82	82
Importaciones			-9	-22	-26	-25	-24	-31	-31
Exportaciones			0	0	0	0	0	0	0
Falla			1	2	5	5	6	9	9
Ahorros promedios			3	27	32	38	45	61	58
Mayor costo de O y M				6	6	6	6	6	6
Flujo neto	-84	-179	-17	21	26	32	39	55	52

Escenario B: la TIR de los flujos promedio del proyecto en un plazo de 30 años a partir de la entrada en servicio es del 8% y un VAN esperado de -49 MUSD.

Escenario B	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016 al 2039
Inversión inicial	-84	-179	-19						
Combustible			11	46	35	38	45	60	60
Importaciones			-9	-21	-18	-19	-19	-26	-26
Exportaciones			0	0	0	0	0	0	0
Falla			1	2	2	2	2	3	3
Ahorros promedios			3	28	19	21	28	38	36
Mayor costo de O y M				6	6	6	6	6	6
Flujo neto	-84	-179	-17	22	13	16	22	32	30

4.2.2 Evaluación desde la óptica empresarial

Escenario A: la TIR de los flujos promedio del proyecto en un plazo de 30 años a partir de la entrada en servicio es del 9% y un VAN esperado de -26 MUSD.



Proyecto a ser financiado con recursos del Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR

Escenario A: la TIR de los flujos promedio del proyecto en un plazo de 30 años a partir de la entrada en servicio es del 11% y un VAN esperado de 14 MUSD.

Los flujos anuales relevantes son los de la tabla siguiente

Escenario A	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016 al 2039
Inversión inicial	-77	-164	-18						
Combustible			11	47	53	58	63	82	82
Importaciones			-9	-22	-26	-25	-24	-31	-31
Exportaciones			0	0	0	0	0	0	0
Multa por no abastecer la demanda			0.4	1.6	2.0	2.1	2.2	3.5	3
Ahorros totales			3	27	32	38	45	61	58
Mayor pago de impuestos				7	8	9	11	15	15
Mayor costo de O y M				5	5	5	5	5	5
Flujo neto	-77	-164	-15	15	19	23	28	41	38

También se analizó la distribución de estos beneficios netos dependiendo de cada escenario hídrico, es decir, crónica a crónica. Se observó que en el 92% de los escenarios hídricos, el VAN sería positivo a la tasa 10% real.

Escenario B: la TIR de los flujos promedio del proyecto en un plazo de 30 años a partir de la entrada en servicio es del 6% y un VAN esperado de -83 MUSD.

Los flujos anuales relevantes son los de la tabla siguiente

Escenario B	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016 al 2039
Inversión inicial	-77	-164	-18						
Combustible			11	46	35	38	45	60	60
Importaciones			-9	-21	-18	-19	-19	-26	-26
Exportaciones			0	0	0	0	0	0	0
Multa por no abastecer la demanda			0.4	1.5	0.9	1.0	1.1	1.6	2
Ahorros totales			3	28	19	21	28	38	36
Mayor pago de impuestos				7	5	5	7	9	9
Mayor costo de O y M				5	5	5	5	5	5
Flujo neto	-77	-164	-15	16	9	11	16	23	22



Proyecto a ser financiado con recursos del Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR

Escenario A: la TIR de los flujos promedio del proyecto en un plazo de 30 años a partir de la entrada en servicio es del 15% y un VAN esperado de MUSD 117.

Los flujos anuales relevantes son los de la tabla siguiente

Escenario A	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016 al 2039
Inversión inicial	-72	-155	-17						
Combustible			11	47	53	58	63	82	82
Importaciones			-9	-22	-26	-25	-24	-31	-31
Exportaciones			0	0	0	0	0	0	0
Falla			1	2	5	5	6	9	9
Ahorros promedios			3	27	32	38	45	61	58
Mayor costo de O y M				5	5	5	5	5	5
Flujo neto	-72	-155	-14	22	27	33	40	56	53

Por otro lado, también se analizó la distribución de estos beneficios netos dependiendo de cada escenario hídrico, es decir, crónica a crónica. En el 100% de los escenarios hídricos, el VAN sería positivo a la tasa 10%.

Escenario B: la TIR de los flujos promedio del proyecto en un plazo de 30 años a partir de la entrada en servicio es del 9% y un VAN esperado de -9 MUSD.

Los flujos anuales relevantes son los de la tabla siguiente

Escenario B	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016 al 2039
Inversión inicial	-72	-155	-17						
Combustible			11	46	35	38	45	60	60
Importaciones			-9	-21	-18	-19	-19	-26	-26
Exportaciones			0	0	0	0	0	0	0
Falla			1	2	2	2	2	3	3
Ahorros promedios			3	28	19	21	28	38	36
Mayor costo de O y M				5	5	5	5	5	5
Flujo neto	-72	-155	-14	23	14	16	23	33	31

La distribución del VAN en las crónicas de aportes consideradas, para una tasa real del 10% da un valor actual neto positivo en el 60% de los casos.

4.1.2 Evaluación desde la óptica empresarial



Proyecto a ser financiado con recursos del Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR

Los consumos para abastecer esta demanda están dados de acuerdo a los dos escenarios de generación propuestos como se muestra en la siguiente tabla (en GWh):

Escenario A (sin ciclo combinado adicional)					
Hidráulica	6561.33	6641.86	6462.65	6541.5	6520.99
Térmica	1331.03	1456.52	2457.95	2210.6	2401.51
Generación distribuida	243.32	246.34	248.95	251.57	253.69
Importación Argentina	785.35	780.94	40.76	16.49	21.56
Importación Brasil	135.71	175.94	317.02	790.76	859.63
Exportación Argentina	-322.77	-284.25	-263.98	-255.22	-213.49
Exportación Brasil	-20.54	-42.27	-34.56	-31.34	-23.99
Falla esperada	7.48	4.42	6.91	5.59	5.98
	8720.91	8979.5	9235.7	9529.95	9825.88

Escenario B (con ciclo combinado adicional)					
Hidráulica	6561.33	6641.69	6470.31	6634.37	6507.51
Térmica	1331.04	1456.53	2455.15	2149.83	2685.02
Generación distribuida	243.32	246.37	248.93	251.74	253.53
Importación Argentina	785.35	780.83	40.67	15.44	7.09
Importación Brasil	135.71	175.94	312.22	752.83	605.96
Exportación Argentina	-322.77	-284.1	-263.77	-250.12	-212.29
Exportación Brasil	-20.54	-42.18	-34.76	-30.13	-22.83
Falla esperada	7.48	4.42	6.92	6	1.89
	8720.92	8979.5	9235.67	9529.96	9825.88

4 Respuesta a Consulta C) Flujos de caja anualizados

Se reproducen aquí los resultados de informe "Evaluación costo beneficio social y empresarial" presentado a FOCEM, que constan a partir de la página 12 del mismo. La evaluación económica del proyecto se ha realizado en dos escenarios posibles en cuanto a la expansión de la generación de energía eléctrica (escenarios A y B) y dos escenarios en cuanto a los montos de inversión inicial (baja y alta inversión). Los valores actuales netos se calculan a la tasa del 10%. Los flujos se expresan en moneda constante.

Asimismo se ha realizado la evaluación desde una óptica costo beneficio país por un lado y empresarial por otro.

4.1 Caso de bajas inversiones

4.1.1 Evaluación costo beneficio país

Handwritten signatures and initials: "F.M." and other illegible marks.



Proyecto a ser financiado con recursos del Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR

	gas natural					
Generación distribuida	Fuentes renovables	30	30	30	30	30
Usina Gabriel Terra	Hidráulica	155	155	155	155	155
Usina Baygorria	Hidráulica	108	108	108	108	108
Usina Constitución	Hidráulica	333	333	333	333	333
Usina Salto Grande	Hidráulica	945	945	945	945	945
Capacidad GENERACION (MW) total		2376	2426	2551	2551	2731

Cabe observar que la generación de las centrales hidráulicas está sujeta a grandes variaciones aleatorias por lo que la energía media generable es inferior a la capacidad instalada.

La capacidad de importación tomada es la siguiente.

Capacidades máximas de importación no firmes

Importaciones ARGENTINA	2008	2009	2010	2011	2012
Importación en contrato no firme	150	150	0	0	0
Ocasional	300	300	300	300	300
Importaciones BRASIL spot					
Rivera-Livramento	70	70	70	70	70
Interconexión 500kV (proyectada)	0	0	0	500	500
Capacidad total IMPORTACION (MW)	520	520	370	870	870

Cabe observar que en las simulaciones no se supone que las potencias anteriores se encuentran siempre disponibles. En el caso de las importaciones desde Argentina, se toman probabilidades menores que 1 para su disponibilidad y la misma se sorteada en la simulación. En el caso de las importaciones desde Brasil, la disponibilidad depende de los costos marginales de Brasil en la simulación. La descripción de la forma en que se determinan las disponibilidades en cada crónica simulada se describe en el punto 2.4, página 6 del informe "Evaluación costo beneficio social y empresarial" presentado a FOCEM.

3 Respuesta a Consulta B) Proyección de consumo (demanda) y oferta de energía eléctrica

La demanda de energía eléctrica considerada en la presentación del proyecto es la de la tabla siguiente.

	2008	2009	2010	2011	2012
Demanda energía eléctrica (GWh)	8721	8980	9235	9530	9826



Proyecto a ser financiado con recursos del Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR

1 Nota 356/2008 consultas y respuestas

Se detallan a continuación las preguntas remitidas en la nota Nro. 356/08 y posteriormente las correspondientes respuestas

- A) Datos actuales y proyecciones de capacidad de generación de energía eléctrica de Uruguay, incluyendo importaciones (en MW) hasta 2012
- B) Datos actuales y proyección de la oferta y consumo de energía eléctrica del país (en TWh) hasta 2012
- C) Flujo de caja financiero anualizado de la vida útil del proyecto, detallando costos financieros (gastos de implantación y operación), los beneficios financieros presentando la TIR, valor presente líquido y el tiempo de recuperación de los costos financieros.
- D) Declaración sobre la necesidad o no del uso de recursos del FOCEM para la realización de la etapa de proyecto en territorio brasileño.

2 Respuesta a Consulta A) – Capacidad de generación incluyendo importaciones

En lo que sigue se describe la capacidad de generación considerada en las simulaciones presentadas en el informe a Focem, en el período hasta el año 2012.

En el estudio se parte de la hipótesis básica en la definición del parque de generación, de que la totalidad de la demanda de Uruguay pueda ser abastecida en forma firme por las centrales localizadas en Uruguay, siendo las importaciones de carácter no firme y con el objeto de reducir los costos variables.

Las centrales locales consideradas en las simulaciones hasta el año 2012 son las siguientes.

Generación local – potencia en MW

	Tipo de central	2008	2009	2010	2011	2012
Central Batlle	TER fuel oil	255	255	255	255	255
Central Térmica Respaldo (La Tablada)	TER gasoil	200	200	200	200	200
Central Punta del Tigre	TER gasoil y gas natural	300	300	375	375	375
Motores (proyectada)	TER fuel oil y gas natural	50	100	150	150	150
Ciclo combinado (proyectada)	TER gasoil y	0	0	0	0	180



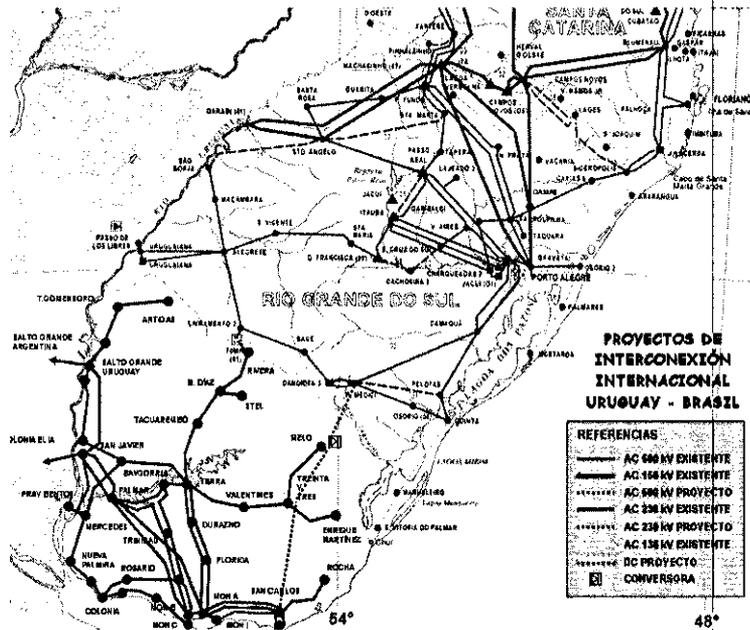
Proyecto a ser financiado con recursos del Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR

INDICE

1	Consulta A - Capacidad de generación incluyendo importaciones	3
2	Consulta B) Proyección de consumo (demanda) y oferta de energía eléctrica	4
3	Consulta C) Flujos de caja anualizados.....	5
3.1	Caso de bajas inversiones.....	5
3.1.1	Evaluación costo beneficio país	5
3.1.2	Evaluación desde la óptica empresarial	6
3.2	Caso de altas inversiones	8
3.2.1	Evaluación costo beneficio país	8
3.2.2	Evaluación desde la óptica empresarial	8
3.3	Resumen de las cifras anteriores	9
4	Consulta D) Declaración sobre la necesidad o no del uso de recursos del FOCEM para la realización de la etapa de proyecto en territorio brasileño	10
5	Consulta a).....	10
6	Consulta b).....	12
7	Consulta c).....	14
8	Consulta d).....	15



Proyecto a ser financiado con recursos del Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR



INFORMACION ADICIONAL

RESPUESTAS A LAS NOTAS DE LAS CONSULTAS NROS. 356/08 Y 412/08

PROYECTO DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA DE 500 MW URUGUAY-BRASIL



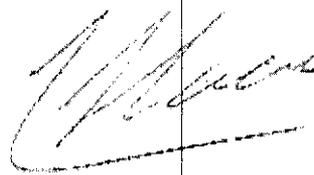
[Handwritten signatures]
F.M.

“Proyecto a ser financiado con recursos del Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR”



49.- De acuerdo a lo dispuesto por el art. 17 del Decreto 349/2005, la presente Autorización Ambiental Previa se concede por el plazo de 2 (dos) años a contar a partir de la fecha de su notificación, por lo que si la interesada no inicia las obras dentro del plazo establecido, la presente quedará autorización quedará sin efecto.

50.- Comuníquese a las Intendencias Municipales y las Juntas Departamentales de Maldonado, Lavalleja, Treinta y Tres, Cerro Largo. Asimismo, comuníquese a las Juntas locales de San Carlos, Pirarajá, José Pedro Varela, Valentones y a los Ministerios de Industria y Energía, Ganadería Agricultura y Pesca (Dirección General Forestal - Departamento de Bosque Nativo) y Educación y Cultura (Comisión del Patrimonio Cultural de la Nación). Cumplido, pase a la Dirección Nacional de Medio Ambiente a fin de notificar a la interesada.-



Ing. Carlos Coacci
Ministro de Vivienda,
Ordenamiento Territorial
y Medio Ambiente

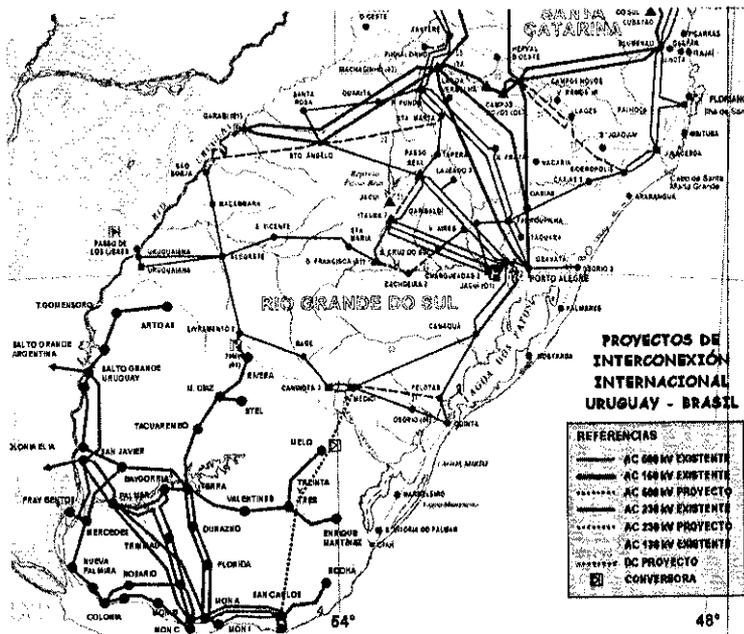




Proyecto a ser financiado con recursos del Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR

En resumen, las alternativas de interconexión Uruguay-Brasil consistentes en emplear la Conversora de Garabí y transportar la energía hasta Salto Grande, a pesar de tener menores inversiones iniciales, resultan en mayores costos totales del Proyecto, y son menos convenientes que la alternativa de trazado San Carlos – P.Médici que se propone ejecutar.

[Handwritten signatures]
P.M.



INFORMACION ADICIONAL OCTUBRE 2008

**RESPUESTA A LA NOTA SM/700/08 DEL 14
DE JULIO DE 2008**

**PROYECTO DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA
DE 500 MW
URUGUAY-BRASIL**



**“Proyecto a ser financiado con recursos del Fondo
para la Convergencia Estructural del MERCOSUR”**

INDICE

1	Pregunta y Respuesta 1.....	4
1.1	Pregunta	4
1.2	Respuesta.....	4
2	Pregunta y Respuesta 2.....	4
2.1	Pregunta	4
2.2	Respuesta.....	4
3	Pregunta y Respuesta 3.....	4
3.1	Pregunta	4
3.2	Respuesta.....	4
4	Pregunta y Respuesta 4.....	5
4.1	Pregunta	5
4.2	Respuesta.....	5
5	Pregunta y Respuesta 5.....	5
5.1	Pregunta	5
5.2	Respuesta.....	5
6	Pregunta y Respuesta 6.....	7
6.1	Pregunta	7
6.2	Respuesta.....	7
7	Pregunta y Respuesta 7.....	8
7.1	Pregunta	8
7.2	Respuesta.....	8
8	Pregunta y Respuesta 8.....	8
8.1	Pregunta	8
8.2	Respuesta.....	9
9	Pregunta y Respuesta 9.....	9
9.1	Pregunta	9
9.2	Respuesta.....	9
10	Pregunta y Respuesta 10	9
10.1	Pregunta	9
10.2	Respuesta.....	9
11	Pregunta y Respuesta 11	9
11.1	Pregunta	9
11.2	Respuesta.....	10
12	Pregunta y Respuesta 12	10
12.1	Pregunta	10
12.2	Respuesta.....	10
13	Pregunta y Respuesta 13	10
13.1	Pregunta	10
13.2	Respuesta.....	11
14	Pregunta y Respuesta 14	11
14.1	Pregunta	11
14.2	Respuesta.....	11
15	Pregunta y Respuesta	11
15.1	Pregunta	11
15.2	Respuesta.....	12
16	Pregunta y Respuesta	12
16.1	Pregunta	12
16.2	Respuesta.....	12



Handwritten signatures and initials in the bottom left corner, including a signature that appears to be 'J.H.' and another that appears to be 'E.M.'.



Proyecto a ser financiado con recursos del Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR

17	Pregunta y Respuesta	12
17.1	Pregunta	12
17.2	Respuesta.....	12
18	Pregunta y Respuesta	13
18.1	Pregunta	13
18.2	Respuesta.....	13
19	Pregunta y Respuesta	13
19.1	Pregunta	13
19.2	Respuesta.....	14
20	Pregunta y Respuesta	14
20.1	Pregunta	14
20.2	Respuesta.....	14
21	Pregunta y Respuesta	15
21.1	Pregunta	15
21.2	Respuesta.....	15
22	Pregunta y Respuesta	15
22.1	Pregunta	15
22.2	Respuesta.....	15
23	Pregunta y Respuesta	15
23.1	Pregunta	15
23.2	Respuesta.....	15
24	Pregunta y Respuesta	16
24.1	Pregunta	16
24.2	Respuesta.....	16



Proyecto a ser financiado con recursos del Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR

1 Pregunta y Respuesta 1

1.1 Pregunta

Se solicita presentar toda la documentación acumulada en un único documento paginado a fin de facilitar el proceso de estudio y la referenciación de elementos puntuales.

1.2 Respuesta

En esta oportunidad se presenta en formato Digital:

- La versión original del Informe de Proyecto presentada a FOCEM el 27 de diciembre de 2007 (V0-dic 2007-Proyecto.pdf) la que consta de 481 Páginas.
- La versión actualizada del Informe de Proyecto que incluye las modificaciones solicitadas por la UTF y las respuestas a todas las consultas efectuadas hasta el momento, (V1-Oct 2008-Proyecto.pdf), que es el presente Informe.

2 Pregunta y Respuesta 2

2.1 Pregunta

Es necesario completar la MML incorporando los indicadores de tiempo, cantidad y calidad para los componentes 1 a 8.

2.2 Respuesta

Se adjunta la nueva versión de la Matriz de Marco Lógico la que se incluyó en la correspondiente documento del presente Informe de Proyecto.

3 Pregunta y Respuesta 3

3.1 Pregunta

En la ficha electrónica del proyecto, en el ítem "relación con otros proyectos", complementar con mención de los restantes proyectos que contribuyen al logro del fin propuesto en la MML.

3.2 Respuesta

En relación con proyectos sustitutos a la interconexión de 500 kV entre Brasil y Uruguay, corresponde indicar que no existen otros proyectos en tal sentido.

En relación con proyectos complementarios y concurrentes, a ser desarrollados por UTE, podemos indicar lo siguiente: las inversiones en generación que está desarrollando UTE tienen por objeto permitir el abastecimiento de la demanda en el futuro sin que la interconexión resulte imprescindible para ese fin. En ese sentido se entiende que dichos proyectos de generación son concurrentes con el de interconexión.



Proyecto a ser financiado con recursos del Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR

4 Pregunta y Respuesta 4

4.1 Pregunta

Las alternativas analizadas se han restringido a evaluar posibles interconexiones en diferentes zonas fronterizas. Aclarar si se han estudiado alternativas que involucren generación de energía e incluir mención a las mismas.

4.2 Respuesta

Tanto en los estudios energéticos como en la evaluación económica del proyecto, que se adjunta en el presente Informe, se ha considerado la existencia de proyectos de generación en Uruguay, que serían suficientes para cubrir el abastecimiento de la demanda, es decir sin perjuicio de este proyecto, Uruguay tiene previsto expandir su generación local para asegurar el abastecimiento de la demanda del país.

El proyecto de interconexión tiene por objetivo principal reducir el costo de abastecimiento y diversificar su origen, y no se lo conceptualiza en principio como un proyecto destinado a proporcionar energía firme al sistema sino a permitir intercambio de oportunidad, es decir no sustituye a los proyectos de generación locales.

5 Pregunta y Respuesta 5

5.1 Pregunta

El estudio de alternativas (2,1- Estudios de planificación), consigna que se ha seleccionado la alternativa presentada en el proyecto (alternativa D), en base a la construcción prevista de una línea de transmisión de 525 kV entre la frontera de Brasil con Uruguay y Porto Alegre, aclarar si esta alternativa continua siendo la mejor en caso de no construirse la mencionada línea de transmisión en relación a las restantes alternativas mencionadas como preferentes.

5.2 Respuesta

El Proyecto de interconexión Uruguay-Brasil de 500 MW se está ejecutando en el marco del Memorandum de Entendimiento del 5 de julio de 2006 firmado por los Ministros del área energética de Uruguay y Brasil. Como corolario del mismo fueron creados grupos de trabajo en cada país, coordinados por los respectivos Ministerios, con el fin de realizar los estudios requeridos para llevar adelante el Proyecto hasta su fase ejecutiva.

Previo a la firma de dicho Memorandum de Entendimiento, en 2004 y 2005 se había realizado un estudio binacional de las diferentes alternativas en función de su costo total esperado, suma de valor presente de inversiones, pérdidas, confiabilidad y peajes. Del mismo resultaron 3 alternativas preferidas de costos similares: las C, D y E, las restantes alternativas presentaron costos al menos 20% superiores a los del grupo preferencial.

La Alternativa C por Alegrete es fuertemente dependiente para su viabilidad del despacho de la central de Uruguaiana en Brasil, la cual está a su vez condicionada al suministro de gas natural desde Argentina, que presenta restricciones. La alternativa E, en corriente continua, no se adapta a la expansión prevista de las redes, en particular de la Red Básica en Brasil, y además por la longitud de líneas involucrada implica que la mayor parte de las inversiones deba realizarse en Brasil.



Proyecto a ser financiado con recursos del Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR

La alternativa finalmente seleccionada en el marco del Memorandum de Entendimiento es la D por SanCarlos - P.Médici, porque se adapta mejor a las características del proyecto definidas en dicho Memorandum, en particular al hecho de que la totalidad de las inversiones se realizan por parte de Uruguay, y además por resultar finalmente la de menor costo, al considerarse con posterioridad al estudio de selección de alternativas, que Brasil planea expandir la capacidad de generación térmica en la región de Candiota - P.Médici, con lo cual el sistema de transmisión de Brasil requiere por razones propias una nueva LT 500 kV entre esa región y Porto Alegre. De esta forma no se necesitará a futuro refuerzos en la red de Brasil específicos al proyecto de interconexión para poder transportar los flujos previstos de hasta 500 MW.

Por otra parte los estudios específicos para analizar el desempeño del sistema eléctrico brasileño con la interconexión y sin dicha nueva LT 500 kV, realizados a fines de 2006 por la Empresa de Pesquisa Energética (EPE) de Brasil, confirman la viabilidad del proyecto de interconexión aún sin dicha LT 500 kV.

Los estudios eléctricos de factibilidad de la exportación de esos excedentes hidrotérmicos por parte del sistema energético y eléctrico de Brasil fueron encomendados a EPE por el Ministerio de Minas e Energía (Br). **Una conclusión global de los mismos es que la red de 230 kV de Brasil junto con las centrales de generación próximas a la frontera con Uruguay, constituyen un sistema apto para sostener los flujos previstos por la nueva interconexión en 500 kV.**

Las conclusiones de los estudios realizados están contenidas en el informe "Estudos Associados ao Plano Decenal de Expansão de Energia" – Análise Técnico-Econômica da Interconexão com Países Vizinhos – Estudos da Interligação Brasil-Uruguaí. (N° EPE-DEE-RE-144/2006-r0 – Data: 27 de novembro de 2006)

Dicho estudio tuvo por objetivo identificar las máximas potencias de exportación posibles por parte de Brasil, en los 3 escenarios hidrológicos internos a Brasil donde se tenía excedentes exportables. Se consideró a su vez 3 niveles de carga (punta –carga pesada, resto-carga média, valle –carga leve) en cada escenario:

- Intercambio Zero: Hidrología media o favorable en los subsistemas SudEste (SE) y Sul (SU) de Brasil. Corresponde a un intercambio cero entre SU y SE. 50% de probabilidad de ocurrencia.
- Intercambio SU-SE: Hidrología favorable en SU y desfavorable en SE. 20% de probabilidad de ocurrencia
- Intercambio SE-SU: Hidrología favorable en SE y desfavorable en SU. 30% de probabilidad de ocurrencia

El escenario Zero, que es el de mayor duración, es el más favorable del punto de vista de los excedentes energéticos para la exportación de Brasil a Uruguay. En los escenarios SU-SE y SE-SU la exportación fue evaluada sólo en los escenarios de carga leve, en los que Brasil puede tener excedentes energéticos exportables. A continuación se transcribe la tabla de resumen de los resultados del estudio. Para el escenario Zero se indica los valores en promedio ponderado para las distintas cargas.

"Tabela 2.1 Média das máximas exportações possíveis no horizonte estudado.

CAPACIDADE MÉDIA PARA EXPORTAÇÃO (MW)				
ANO	Leve – SU-SE	Leve – SE-SU	Ponderada – Zero	
			normal	emergência
2009	328,75	332,50	354,38	194,69
2010	412,50	427,50	525,63	440,00

Handwritten signatures and initials on the left margin.



Proyecto a ser financiado con recursos del Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR

2012	400,00	437,50	504,69	274,38
2015	445,00	557,50	380,00	260,31
2012 ¹	750,00	750,00	950,00	475,00
2015 ¹	750,00	750,00	770,31	576,56
2012 ²	750,00	750,00	996,88	925,00
2015 ²	750,00	750,00	888,75	842,50
Sem UTE novas	396,56	438,75	441,17	292,34
Com UTE novas	750,00	750,00	901,48	704,77

¹ Cenário considerando a entrada da UTE Seival – 550 MW.

² Cenário considerando as entradas da UTE Seival e da UTE CTSul – 650 MW.”

A continuación se transcribe otros extractos de las conclusiones del informe referido:

“...Com a entrada em operação da UTE Presidente Médici fase C em 2010, a ser instalada no município de Candiota, a possibilidade de exportação tem um significativo aumento. Essa UTE, mesmo com despacho mínimo, atende as cargas locais aliviando o sistema de transmissão, o que permite um maior intercâmbio com o Uruguai, utilizando energia de fonte hidráulica. Considerando a exportação de energia de fonte térmica, pode-se chegar a valores da ordem de 550 MW. ...”

“...Sem novas usinas térmicas: o sistema de transmissão permanece idêntico ao de 2010, levando à redução na exportação, devido ao aumento de demanda do sistema brasileiro. Em regime normal, esta redução é relativamente pequena, possibilitando uma exportação média da ordem de 500 MW, ...”

“...Para todos os anos estudados, a análise de estabilidade eletromecânica para faltas próximas ao ponto de conexão da conversora não indicou restrições à exportação nos limites estabelecidos nos estudos de regime permanente.”

En función de lo indicado, y teniendo en cuenta que la capacidad instalada del Proyecto de Interconexión será de 500 MW, del referido estudio se concluye que la red de 230 kV de Brasil junto con las centrales de generación próximas a la frontera con Uruguay, constituyen un sistema apto para permitir los intercambios de excedentes esperados.

6 Pergunta y Respuesta 6

6.1 Pergunta

El proyecto plantea la interconexión de 500 MW entre Uruguay y Brasil como la mas conveniente, pero dicha interconexión está condicionada a la realización del tramo Porto Alegre y el límite en Uruguay y el proyecto en sí mismo no asegura dicho tramo, ¿que avances hay en esta materia? ¿no debería plantearse una conexión menor? En el caso de que la conexión posible sea de 230 MW. ¿Sería suficiente este nivel?. En cuanto a los cálculos del proyecto, ¿que nivel de conexión se consideró para realizarlos?

6.2 Respuesta

Como se expresó en la respuesta a la pregunta anterior, las redes de Brasil de 230 kV son suficientes para permitir los intercambios de energía previstos en el proyecto.

En cuanto a la posibilidad de construir una línea de tensión menor a 500 kV en Uruguay, por ejemplo 230 kV, se entiende que esto no sería conveniente ya que:



Proyecto a ser financiado con recursos del Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR

- La potencia que sería transmisible en 230 kV del lado uruguayo, se constituiría en el largo plazo en un cuello de botella de ampliaciones futuras de la potencia de interconexión, si se quisiese ampliar la potencia de la convertidora por encima de 500 MW.
- Por otra parte, la tensión 230 no se emplea en el país, en caso de que la interconexión se realizase en 230 kV debería introducirse un nivel de tensión adicional, con los sobrecostos que esto implica.

7 Pregunta y Respuesta 7

7.1 Pregunta

El proyecto plantea un escenario de compra de energía en el mercado eléctrico spot (Art. 4 Memorandum). El precio del MWh en dicho mercado se fija sobre la base del costo marginal del MWh en la planta generadora de menor eficiencia en uso en la red que ofrece energía. En un contexto de falta de energía y crecimiento económico a nivel regional, se ponen en funcionamiento las plantas generadoras menos eficientes que justamente emplean como insumos combustibles (fuel oil, carbón). Por tanto debe fundamentarse porque se espera que el ahorro en combustible por producción local sea superior al costo pagado por la energía equivalente importada de Brasil.

7.2 Respuesta

En primer lugar cabe consignar que de acuerdo al Memorandum de Entendimiento de 2006, Uruguay no compraría en el mercado spot, sino que adquiriría en caso de ser conveniente los recursos declarados excedentes por el ONS, operador del sistema de Brasil.

Los datos energéticos empleados en la evaluación económica resultan de una simulación detallada realizada mediante el modelo MURDOC, que es el que se emplea en el Despacho Nacional de Cargas y en los estudios de planificación de UTE. El modelo simula el comportamiento de un parque dato frente a distintas crónicas de aportes hidráulicos. El modelo también determina la operación óptima del embalse de Rincón del Bonete, mediante un algoritmo de programación dinámica estocástica.

El modelo empleado es de paso semanal, es decir se simula en detalle cada semana, de cada crónica hidrológica en cada año futuro, mediante un algoritmo de programación lineal. **En particular, para determinar las importaciones a través de la nueva interconexión, en cada semana simulada, el modelo considera los precios de compra desde Brasil en la misma crónica y el algoritmo de optimización determina si es más barato emplear recursos locales o importar desde Brasil.** Es decir que la importación tiene carácter eventual o de conveniencia.

El detalle de la simulación y del empleo del modelo se explica en el documento " Evaluación costo beneficio social y empresarial" del presente Informe de Proyecto.

8 Pregunta y Respuesta 8

8.1 Pregunta

Evitar las pérdidas económicas producto de la falta de energía o el racionamiento de la misma (que condiciona seriamente el crecimiento y el bienestar de un país) es uno de los argumentos principales empleados en la evaluación socioeconómica de proyectos de esta naturaleza. Se sugiere que el análisis presentado incorpore un análisis de demanda y otro de impacto sobre el producto como consecuencia de levantar la restricción energética.



Proyecto a ser financiado con recursos del Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR

8.2 Respuesta

En la evaluación costo-beneficio del proyecto, se toma en cuenta el impacto económico del mismo en la reducción de fallas, a través de la consideración de los costos de falla, que reflejan la valoración social del racionamiento. Es decir uno de los ítems que contribuye a los beneficios del proyecto se debe a la reducción de los costos de falla. Los costos de falla empleados son los determinados por el Ministerio de Industria, Energía y Minería para emplearse en las decisiones de operación que realiza el Despacho Nacional de Cargas. Es decir que el efecto económico citado en la pregunta, está tenido en cuenta en la evaluación económica.

Sin perjuicio de lo anterior, es de destacar que los recursos del sistema de generación de Uruguay, aún sin la realización del proyecto de interconexión, serán suficientes para reducir a límites razonables los riesgos de racionamiento.

9 Pregunta y Respuesta 9

9.1 Pregunta

Se solicita la desagregación del cálculo de los beneficios estimados del proyecto. Especificando el precio de la energía, tipo de energía, cantidad y cuantos meses por año se prevé utilizar la misma.

9.2 Respuesta

En el documento "Evaluación costo beneficio social y empresarial" del presente Informe de Proyecto, se incluye un anexo con datos resultantes de la simulación que describen la distribución a lo largo del año, y la distribución de probabilidad de los flujos de energía por la interconexión.

10 Pregunta y Respuesta 10

10.1 Pregunta

En la evaluación costo beneficio social y empresarial se tomo como precio constante al petróleo de 70 USD/bbl para todo el período. Considerando los precios en los últimos años y las proyecciones futuras, dicho valor se encuentra subvaluado. Actualizar a los niveles de mercado actuales y a los reflejados en los mercados de futuros.

10.2 Respuesta

En el documento "Evaluación costo beneficio social y empresarial" del presente Informe de Proyecto se presenta la evaluación tomando como precio base para el crudo 100 USD/bbl, presentándose como análisis de los cálculos para el precio 70 USD/bbl. Cabe señalar que al subir el precio del crudo el proyecto tiende a hacerse más rentable.

11 Pregunta y Respuesta 11

11.1 Pregunta



Proyecto a ser financiado con recursos del Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR

Se sugiere trabajar un escenario de racionamiento de crédito y como ello afectara al desarrollo del proyecto en su totalidad ya que uno de los supuestos del proyecto es la disponibilidad de crédito.

11.2 Respuesta

Respecto sobre la hipótesis de racionamiento de crédito, corresponde indicar que varias instituciones financieras de primera línea a nivel mundial han manifestado en financiar el proyecto, así como Organismos Multilaterales como el BID, el BIRF y la CAF, por lo que el escenario de racionamiento de crédito es poco probable. Atento a lo expuesto entendemos que no se vislumbran restricciones financieras al proyecto por parte del sistema financiero internacional dado el interés expresado.

12 Pregunta y Respuesta 12

12.1 Pregunta

El Memorandum de Entendimiento plantea en su Art. 5 que la utilización de la interconexión para suministro firme estará condicionada a la existencia de contratos firmes, ¿qué avances hay en esta materia, como estaría asegurada la interconexión a futuro?.

12.2 Respuesta

La interconexión será construida en principio con el propósito para la realización de intercambios de oportunidad entre los dos países, como extensión del comercio que ya tiene lugar por la interconexión de 70 MW actual. Su viabilización no depende de la realización de contratos firmes.

El Memorandum de Entendimiento entre los dos países no condiciona la ejecución de la interconexión a la realización de intercambios firmes a través de contratos. Por el contrario, habilita también la realización de intercambios de oportunidad, u ocasionales, para los que se establece en la cláusula 4: *"Las Partes acuerdan que la referida interconexión podrá ser utilizada para ampliación de los intercambios temporales e interrumpibles, siendo los suministros a partir de Brasil provenientes de fuentes termoeléctricas no utilizadas y de fuentes hidráulicas, exclusivamente cuando exista energía vertida turbinables"... "Con relación a los mecanismos de la composición de los precios de la energía, serán mantenidas las condiciones vigentes"*. Por otra parte el Memorandum establece que los costos de implementación de la interconexión estarán a cargo de Uruguay, que de esta manera accede a los excedentes citados.

Como se ve, el intercambio de oportunidad tiene antecedentes por la interconexión preexistente entre los dos países, y se plantea su extensión a la nueva.

Sin perjuicio de lo anterior la realización de contratos firmes eventualmente podría tener lugar si las condiciones comerciales son favorables.

13 Pregunta y Respuesta 13

13.1 Pregunta

Se solicita una versión actualizada del cronograma de actividades ejecutadas y previstas, para analizar los avances y la ruta crítica.



Proyecto a ser financiado con recursos del Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR

13.2 Respuesta

Se adjunta la nueva versión del cronograma de actividades que se incluye en el documento "Cronograma de ejecución del proyecto", del presente Informe de Proyecto.

14 Pregunta y Respuesta 14

14.1 Pregunta

Se solicita mayor desagregación de los costos del cronograma financiero, detallando claramente los costos de cada línea, cuál fue la base de cálculo utilizada.

14.2 Respuesta

A los efectos de la presupuestación de las inversiones, se consideraron las principales componentes del proyecto (Línea San Carlos - Melo, Línea Melo - Frontera, Ampliación de la Estación San Carlos, Estación Conversora, Línea Frontera – Subestación en Brasil) y como se estima se realizarán esas inversiones para los ejercicios económicos 2008 a 2010.

Para el caso de las líneas dentro de Uruguay, se estimó en función de costos históricos de suministros similares, el costo del kilómetro de línea (incluido todos los elementos necesarios para su montaje) asciende a U\$S 300.000, siendo el presupuesto el producto de dicho costo por la cantidad de kilómetros de línea estimado que demandará el proyecto.

Para el caso de la conversora y de las estaciones en Uruguay (Ampliación de la Estación San Carlos y Estación Melo) el presupuesto surge de las ofertas presentadas.

Adicionalmente, en función de la experiencia de UTE en obras similares, se consideraron los rubros imprevistos e indemnizaciones. Respecto de la base de cálculo para los imprevistos, corresponde indicar que en obras de tendido de líneas de transmisión, incluir un monto equivalente al 10 % del presupuesto recoge las variaciones (ajuste de precios, trabajos adicionales, etc.) que experimentan los contratos de este tipo de obras.

Respecto de la base de cálculo para las indemnizaciones por daños y perjuicios ocasionados por el tendido de la línea de conducción de energía eléctrica, la respuesta es idéntica, vale decir la experiencia de UTE en estas obras determina que el monto a abonar por estos conceptos en promedio se encuentra dentro de la estimación realizada.

Por lo expuesto, entendemos que la apertura de costos no conllevaría a un mayor grado de información, puesto que por tratarse de una obra llave en mano, cada contratista puede determinar la mejor manera de cumplir con el contrato, independientemente de la cantidad de suministros y mano de obra que requiera para realizar la obra. Por tal motivo una vez obtenidas las ofertas y en particular cuando se adjudique el contrato, el o los adjudicatarios presentaran el correspondiente detalle de costos, ajustando UTE su ejecución por ejercicio económico de acuerdo a las características del proyecto.

15 Pregunta y Respuesta

15.1 Pregunta

Base de cálculo para imprevistos e indemnizaciones



Proyecto a ser financiado con recursos del Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR

15.2 Respuesta

La base de cálculo de los imprevistos e indemnizaciones fue expuesta en la respuesta a la pregunta anterior.

16 Pregunta y Respuesta

16.1 Pregunta

No se incluyeron los gastos de auditoría externa, incluir.

16.2 Respuesta

Respecto de los gastos de auditoría, se estiman en U\$S 100.000 para el período y se han incluido en la presupuestación empleada a todos los fines en este Informe de Proyecto.

17 Pregunta y Respuesta

17.1 Pregunta

Cuando está previsto tener el resultado de la licencia ambiental, y el estudio que se está llevando a cabo. Por el tramo que se va a llevar a cabo en Brasil: ¿Que exigencias ambientales se necesitan, las mismas están previstas en el proyecto, cuanto tiempo llevarían?.

17.2 Respuesta

Ha quedado operativo el contrato con la empresa adjudicataria del proceso licitatorio por el cual se licitó el servicio para la realización del estudio de impacto ambiental del proyecto. A la fecha se esta en proceso de finalizar el trazado definitivo de la línea, el que se estima estará definido en el mes próximo. Esta traza será proporcionada a la empresa consultora ya contratada para hacer el Estudio de Impacto Ambiental, la que dispone de 50 días para entregarlo a UTE. Una vez revisado por UTE será ingresado para su aprobación ante la Dirección Nacional de Medio Ambiente, la que cuenta con un plazo legal de 120 días corridos para expedirse.

Respecto de la licencia ambiental en Brasil, se adjunta cronograma presentado por ELETROBRAS donde se detallan las etapas y tiempos en que se debe incurrir para obtener la citada licencia ambiental.

[Handwritten signatures and initials]
F.N.



Proyecto a ser financiado con recursos del Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR

CRONOGRAMA PRELIMINAR DE EVENTOS E PAGAMENTOS

ITEM	EVENTO	PERCENTUAL	MÉS (1)
1	Solicitação do Parecer de Acesso	2,00%	2
2	Emissão do Parecer de Acesso	1,00%	5
3	Emissão da Autorização de Exportação	1,00%	6
4	Conclusão do Projeto Básico	3,00%	8
5	Conclusão do EIA/RIMA e Especificações Técnicas	6,00%	9
6	Conclusão das Contratações	2,00%	11
7	Conclusão do Projeto Executivo da LT	4,00%	14
8	Emissão da Licença Prévia - LP	2,00%	15
9	Conclusão do Projeto Executivo da Subestação	6,00%	16
10	Emissão da Licença de Instalação - LI	3,00%	21
11	Inspeção do Suprimento e Construção	49,00%	28
12	Comissionamento	21,00%	30
		100,00%	

NOTAS

- (1) número de meses previsto entre a assinatura do contrato e a conclusão do respectivo evento
- (2) as atividades dos itens 4 em diante somente serão iniciadas após a emissão da Autorização de Exportação
- (3) O licenciamento ambiental exigirá a elaboração do EIA/RIMA e deverá ser feito pelo IBAMA. Prazos considerados: 3 meses para o EIA; 6 meses para a LP e 6 meses para a LI

18 Pregunta y Respuesta

18.1 Pregunta

Por la magnitud e impacto del proyecto, se debe realizar un análisis de involucrados, para posteriormente trabajar sobre los más afectados. Si se ha realizado el mismo, incorporar información al respecto.

18.2 Respuesta

Las servidumbres administrativas serán gestionadas por UTE de acuerdo a lo que dispone el decreto-ley 10383. En su ámbito, el Directorio de UTE aprobó el 13 de octubre de 1993 por resolución 93-2692 el "Reglamento Interno de Imposición de Servidumbres de Líneas de Conducción Eléctricas" que ha permitido la imposición de múltiples servidumbres con éxito. En las contadas oportunidades en que no se acordó con el particular afectado el monto de la indemnización, los particulares han podido reclamar ante el Poder Judicial. En esos casos los resultados de los juicios fueron favorables a UTE.

Las líneas de este proyecto en particular no afectan poblaciones por lo que no serán necesarios traslados de población. Al trazar la línea se intentó que estuviera alejada de cualquier población, ya sea colectiva o individual. El reglamento interno de UTE dispone que deban atenderse personalmente a los propietarios de los inmuebles afectados. Las indemnizaciones previstas son motivadas por la afectación de inmueble más los daños agronómicos, que se estiman menores (en cada padrón) que puedan causarse. Estos daños serán incrementados por la magnitud de la obra ya que afectan cerca de 1000 inmuebles.

19 Pregunta y Respuesta

19.1 Pregunta



Proyecto a ser financiado con recursos del Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR

Teniendo en cuenta que un supuesto crítico del proyecto es la construcción del lado brasileño, como van a implementar la transferencia de energía de Brasil teniendo en cuenta las reglamentaciones nacionales (brasileras y uruguayas). ¿Ya se poseen las autorizaciones que correspondan según la legislación de Brasil para comercializar la energía?

19.2 Respuesta

Como se indicó anteriormente, el comercio por la nueva interconexión se basará en lo acordado en el Memorandum de Entendimiento de julio de 2006, firmado entre los Ministros de Energía de los dos países. En particular el Memorandum dispone:

"Las Partes acuerdan que la referida interconexión podrá ser utilizada para ampliación de los intercambios temporales e interrumpibles, siendo los suministros a partir de Brasil provenientes de fuentes termoeléctricas no utilizadas y de fuentes hidráulicas, exclusivamente cuando exista energía vertida turbinables"... "Con relación a los mecanismos de la composición de los precios de la energía, serán mantenidas las condiciones vigentes".

Es decir que se parte de la experiencia previa en la realización de intercambios ocasionales. Desde 2004 hasta el presente, han tenido lugar importaciones desde Brasil a Uruguay, para lo que existen procedimientos administrativos y una operativa que se han empleado con éxito. Dichos procedimientos, establecen en Brasil, la necesidad de que opere un comercializador, que recibe los excedentes declarados por el ONS y los exporta a Uruguay. Dicho comercializador es seleccionado mediante licitaciones que en la actualidad se realizan con frecuencia anual, que se ejecutan en Brasil con la colaboración de la CCEE. El comercializador que resulta adjudicado es el que oferta la menor tasa por la realización dicha actividad. En la actualidad el comercializador es la empresa Tradener.

Por otra parte, en 2008 se ha desarrollado también una segunda modalidad de exportación desde Brasil a Uruguay, por la que se exporta energía procedente de embalses, pagada al precio de liquidación de diferencias, que estipula la obligación de devolución de energía por parte de Uruguay dentro del mismo año. En esta segunda modalidad de devolución, también ha actuado Tradener.

En ambas modalidades, el comercio se ha realizado de manera fluida, por lo que se estima que no existirían inconvenientes de naturaleza administrativa para la nueva interconexión.

20 Pregunta y Respuesta

20.1 Pregunta

Acompañar estatutos de ISUR, donde se establece cuál será el órgano de control.

20.2 Respuesta

En el documento Análisis Jurídico de este Informe de Proyecto se adjunta fotocopia de los estatutos de ISUR S.A. debidamente autenticados. Destacamos que además de tener sus órganos de control internos, ISUR debe cumplir con todos los requerimientos de las normas uruguayas para cualquier sociedad anónima, siendo por lo tanto controlada por la Auditoría Interna de la Nación. Del mismo modo, por ser UTE accionista mayoritario de la misma, UTE debe presentar el balance consolidado, lo que es controlado por el Tribunal de Cuentas de la República. Destacamos que tanto ISUR como UTE cuentan con dictámenes de auditorías externas.



Proyecto a ser financiado con recursos del Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR

21 Pregunta y Respuesta

21.1 Pregunta

Cada proyecto debe ser ejecutado por un único responsable administrativo y financiero. Debe consignarse una sola unidad ejecutora (UTE o ISUR u otra) y explicar como será operativa la ejecución de cada componente, si involucra a más de un centro de costos.

21.2 Respuesta

UTE adquirirá la totalidad de las líneas para las que se pide financiamiento de FOCEM y será el único responsable administrativo y financiero.

22 Pregunta y Respuesta

22.1 Pregunta

Constituye la línea Melo- Frontera con Brasil, aporte de capital constitutivo de ISUR? (p.4 y p.2)

22.2 Respuesta

Esa es una de las alternativas posibles que UTE está evaluando para que ISUR reciba la propiedad de dichas instalaciones.

23 Pregunta y Respuesta

23.1 Pregunta

Aclarar porqué ISUR está asignada como propietaria de una de las líneas y fundamentar el motivo por el cual UTE no puede ser propietaria de ambas líneas.

23.2 Respuesta

UTE podría ser propietaria directa de todas las instalaciones en Uruguay, no obstante se optó por otra solución, en la que ISUR será propietaria de una parte de las instalaciones, por las razones que se describen a continuación.

Las obras de la interconexión, desde el punto de vista eléctrico, pueden desagregarse en dos tramos.

Un primer tramo está constituido por la ampliación de la estación San Carlos, la línea San Carlos-Melo y la estación Melo. Estas instalaciones formarán parte integrante de la red eléctrica nacional de 500 kV, y serán utilizadas en el futuro para diversos fines además de permitir el comercio de interconexión; es decir formarán parte de lo que podría denominarse red básica de beneficio común, la que es de propiedad de UTE y es operada y mantenida por UTE.

Por otro lado la convertora de frecuencia y la línea Melo-Frontera, lo mismo que la línea Frontera-P.Médici, serán instalaciones que se dedicarán con exclusividad a la interconexión. Adicionalmente, se estimó que la licitación y construcción de la convertora, serían la tarea



Proyecto a ser financiado con recursos del Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR

crítica en el cronograma de ejecución del proyecto de interconexión, por lo que se estimó conveniente que la licitación de la convertidora fuese realizada en el marco del derecho privado en el que opera ISUR, para evitar las demoras que podría acarrear el proceso de compra en el marco del derecho público. Los procesos de compra por parte de ISUR mantienen las garantías de las compras estatales, pero dan mayor flexibilidad en cuanto a plazos y posibilidades de negociación.

Por las diferencias explicadas, se estimó conveniente que ambos conjuntos de obras, pertenecieran a entidades distintas, sin perjuicio de que ISUR es controlada por UTE.

24 Pregunta y Respuesta

24.1 Pregunta

Acompañar procedimientos de contratación pública a ser empleados, si difieren del régimen TOCAF (p.2)

24.2 Respuesta

No hay apartamientos respecto al TOCAF en relación al procedimiento de adquisición de las líneas de transmisión. Se licitarán conjuntamente los tramos de línea San Carlos Melo y Melo Frontera los que serán adquiridos por UTE en su totalidad.

