

PÚBLICO

DOCUMENTO DEL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO

**REGIONAL**

**PROYECTO HIDROELÉCTRICO YACYRETÁ  
FINANCIAMIENTO ADICIONAL**

**(RG0043)**

**PROPUESTA DE PRÉSTAMO**

**DICIEMBRE 1989**

**REGIONAL**

**PROYECTO HIDROELECTRICO YACYRETA  
FINANCIAMIENTO ADICIONAL**

**(RG-0043)**

**PROPUESTA DE PRESTAMO**

Este documento fue preparado por el Comité de Proyecto integrado por los siguientes funcionarios: Vivianne Blanlot (PEN/EAN); Jacques Cook (LEG); Isaías Lesmes (PEN/FAN); Sergio Mancilla (PEN/ELE); Jairo Salgado (FAR); y Juan J. Luna-Kelser (OP2/OD7), coordinador.

## INDICE

	<u>Página</u>
Datos Básicos Socioeconómicos .....	1
Resumen del Préstamo y del Proyecto .....	viii
Mapa - Ubicación Geográfica y Zona de Influencia del Proyecto	
Propuesta de Préstamo	
I.    INTRODUCCION .....	1
A.    Antecedentes .....	1
B.    Consideraciones sobre la Participación del Banco .....	2
C.    Prioridad y Misiones .....	4
II.   MARCO DE REFERENCIA .....	4
A.    Acontecimientos Macroeconómicos Recientes en Argentina ....	4
1.    Antecedentes .....	4
2.    Programa del Nuevo Gobierno .....	5
3.    Esfuerzos de Estabilización .....	6
4.    Privatización .....	9
5.    Sistema Financiero .....	10
6.    Comercio Exterior .....	10
7.    Inversiones Extranjeras .....	10
8.    Acuerdo con el Fondo Monetario Internacional .....	11
9.    Deuda Externa .....	11
B.    El Sector Energía en Argentina .....	11
1.    Introducción .....	11
2.    Situación Actual y Perspectivas .....	12
C.    Situación Actual del Sistema Eléctrico y Perspectivas ....	14
D.    Importancia del Proyecto Yacyretá en el Subsector Eléctrico Argentino .....	15
E.    Revisión Anual del Subsector Eléctrico Argentino .....	16
1.    Plan de Expansión del Subsector .....	16
2.    Estudio de Alternativas de Generación Termoeléctricas .	16
3.    Estudio de Tarifas a Costo Marginal .....	17
4.    Estudio del Marco Legal e Institucional del Sector ....	17
5.    Plan de Rehabilitación Financiera (PRF) .....	18
F.    Cumplimiento de Obligaciones Contractuales .....	23
1.    De Tipo Institucional .....	23
2.    De Indole Financiero .....	24
III.  EL PROYECTO, COSTO, FINANCIAMIENTO Y EJECUCION .....	25
A.    Objetivos .....	25
B.    Descripción .....	25

C.	Costo y Financiamiento .....	26
1.	Costo .....	26
2.	Financiamiento .....	28
3.	Utilización de los Recursos del BID .....	31
D.	Ejecución del Proyecto .....	31
1.	Estado de Avance .....	31
2.	Terminación del Proyecto .....	32
3.	Anticipo de Fondos .....	33
E.	Evaluación a Posteriori .....	33
F.	Operación y Mantenimiento .....	33
G.	Auditoría Externa .....	33
H.	Inspección y Vigilancia .....	33
I.	Programa de Relocalizaciones .....	33
J.	Impacto Ambiental .....	37
K.	Transmisión Asociada .....	39
IV.	JUSTIFICACION DEL PROYECTO .....	39
A.	Justificación .....	39
B.	Evaluación Técnica .....	40
C.	Evaluación Económica .....	40
1.	Introducción .....	40
2.	Resultados .....	41
3.	Incertidumbre en la Evaluación Económica del Proyecto .	42
4.	Análisis Distributivo .....	43
D.	Evaluación Institucional y Financiera del Proyecto .....	43
1.	Viabilidad Institucional .....	43
2.	Viabilidad Financiera .....	44
E.	Impacto Ambiental .....	50
F.	Programa de Relocalizaciones .....	50
V.	RECOMENDACIONES .....	51

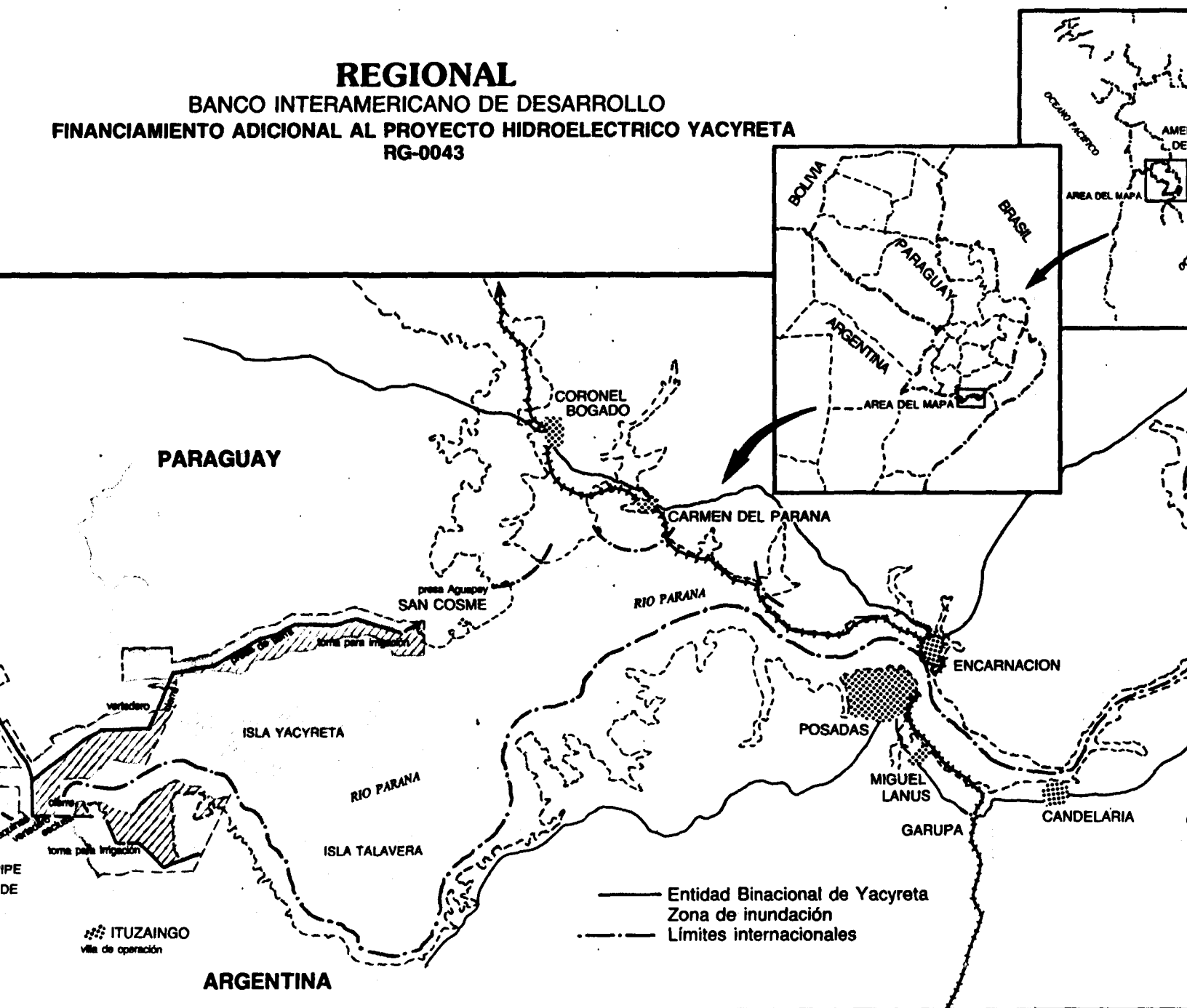
**ANEXOS:**

- 1 - Proyecciones Financieras de EBY
- 2 - Acuerdo de Ejecución entre Argentina, Paraguay y el BID

**APENDICES:**

- 1 - Proyecto de Resolución
- 2 - Recomendaciones
- 3 - Descripción del Proyecto (Anexo A al Contrato de Préstamo)
- 4 - Subsector Eléctrico Argentino: Indicadores y Definiciones (Anexo A al Contrato de Garantía)

**BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO**  
**FINANCIAMIENTO ADICIONAL AL PROYECTO HIDROELECTRICO YACYRETA**  
**RG-0043**



Datos Socioeconómicos Básicos de Argentina

1. Datos Generales

Población Total (Millones de habitantes, 1988)	32,0
Población Rural (Porcentaje) (1988)	14,3
Extensión Territorial (Miles de Km2)	2.776,7
Habitantes por Km2	11,5
Tasa de Natalidad por 1.000 habitantes (1985-90)	23,2
Tasa de Crecimiento Demográfico (1980-88) (Porcentaje, promedio)	1,4
Tasa de Mortalidad por 1.000 habitantes (1985-90)	8,6
Tasa de Mortalidad Infantil por 1.000 nacidos vivos (1985-90)	32,2
Producto Interno Bruto por habitante (1988) Dólares	2.862,0
Años de Expectativa de Vida al Nacer (1985-90)	71,0
Alfabetismo (1982) (Porcentaje)	94,2
Tasa de Cambio Oficial (Australas/Dólares)	0,80
Diciembre 1985	0,801
Diciembre 1986	1,259
Diciembre 1987	3,760
Diciembre 1988	13,130
Julio 1989	567,667
Consumo per Cápita de Energía, 1988 (Kwh)	1.541,7
Nivel de Bajos Ingresos por Habitante (en Australas)	
Diciembre 1986	1.423
Diciembre 1987	2.415
Diciembre 1988	12.230
Junio 1989	141.789

Población Económicamente Activa por Sectores (1986):

	<u>En Miles</u>	<u>Porcentaje</u>
<u>Total:</u>	<u>9.989</u>	<u>100,0</u>
Agricultura y Pesca	1.289	12,9
Minería	50	0,5
Manufactura	2.138	21,4
Construcción	1.079	10,8
Comercio	1.828	18,3
Transporte	499	5,0
Electricidad, Gas y Agua	109	1,1
Servicios Financieros y Otros	2.997	30,0

Tasa de Desempleo y Subempleo  
(Sector Urbano, Todo el País)

	<u>Desempleo</u>	<u>Subempleo</u>
Octubre 1983	3,9	5,9
Octubre 1984	4,5	5,9
Octubre 1985	5,9	7,4
Octubre 1986	5,2	7,3
Octubre 1987	5,7	8,1
Octubre 1988	6,1	7,9
Abril 1989*	7,7*	8,3*

\* Gran Buenos Aires, solamente.

Producto Interno Bruto a/ (A Precios de Mercado)	Composición (Porcentaje)					Tasa Real de Crecimiento Anual (Porcentaje)			
	1984	1985	1986	1987	1988	1984	1985	1986	1987
<u>Por Gasto</u>									
PIB	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	2.6	-4.5	5.5	1.9
Inversión Interna Bruta	12.0	10.3	11.4	13.2	12.5	-10.6	-20.0	16.6	17.6
Consumo	82.9	82.1	84.0	83.1	80.6	6.0	-6.4	8.0	0.8
Exportaciones	14.0	16.8	14.8	14.4	16.6	-0.7	12.5	-7.0	-1.0
Importaciones	8.9	9.2	10.3	10.7	9.7	6.1	-14.5	17.5	6.1
<u>PIB por Origen b/</u>									
Agropecuaria	15.4	15.9	14.6	14.7	15.2	3.6	-1.7	-3.2	3.0
Minería	2.7	2.7	2.5	2.4	2.7	-0.6	-2.6	-3.8	0.2
Manufactura	24.8	22.6	24.2	23.6	22.6	4.0	-10.3	12.9	-0.6
Construcción	3.6	3.2	3.3	3.7	3.3	-20.0	-6.7	9.7	14.7
Transporte	11.6	11.7	11.5	11.8	11.4	4.4	-3.8	5.1	2.7
Comercio	13.1	14.1	14.5	14.4	14.0	4.6	-8.3	8.7	1.4
Electricidad, Agua y Gas	4.4	4.7	4.8	4.9	5.4	6.5	1.3	7.4	6.1
Servicios Financieros	7.7	7.8	7.9	8.0	8.2	1.3	-1.2	7.0	2.8
Otros Servicios (Incluye Gobierno)	16.7	17.4	16.7	16.5	17.2	2.1	1.1	0.8	0.8

a/ A precios constantes de 1970.

b/ A costo de factores.

Fuente: Banco Central y Ministerio de Economía.

	Millones de Dólares				
3. Comercio Exterior	1984	1985	1986	1987	1988
<u>Exportaciones de Bienes (FOB)</u>	<u>8.107</u>	<u>8.396</u>	<u>6.852</u>	<u>8.360</u>	<u>8.944</u>
Carne vacuna	182	160	226	274	309
Otras Carnes	75	64	60	63	68
Fruta Fresca	95	123	138	153	165
Maíz	744	766	651	298	377
Trigo	923	1.133	393	351	241
Sorgo	451	296	152	67	122
Semillas Oleaginosas	948	731	647	326	626
Aceites Vegetales	945	970	645	532	873
Cueros y Pielés	331	317	381	419	443
Lanas	112	130	122	127	180
Otros Productos Agropecuarios	539	481	511	512	600
Productos Industria Alimenticia	1.141	855	1.168	1.337	1.947
Otras Manufacturas*	1.284	1.712	1.574	1.778	2.814
Productos Minerales	365	657	184	125	178
 <u>Importaciones de Bienes (CIF)</u>	 <u>4.584</u>	 <u>3.814</u>	 <u>4.724</u>	 <u>5.820</u>	 <u>5.330</u>
Productos de Consumo	249	198	286	318	235
Productos Intermedios	3.224	2.514	3.409	3.874	3.640
Bienes y Equipos de Capital	643	648	614	973	1.066
Combustibles	468	454	415	653	389

\* Incluye textiles de fibras distintas de la lana.

Fuente: Banco Central.



4. <u>Balanza de Pagos</u>	Millones de Dólares				
	<u>1984</u>	<u>1985</u>	<u>1986</u>	<u>1987</u>	<u>1988</u>
Saldo en Cuenta Corriente	-2.542,0	-960,5	-2.856,7	-4.230,9	-1.812,0
Balanza de Mercancías	3.941,2	4.897,0	2.460,1	975,0	3.995,0
Exportaciones de Bienes (FOB)	8.072,0	8.419,2	6.851,3	6.359,3	8.943,0
Importaciones de Bienes (FOB)	4.131,8	3.522,0	4.391,2	5.384,3	4.948,0
Balanza de Servicios Netos	-6.484,2	-5.859,5	-5.318,0	-5.274,4	-5.807,0
Transferencias	2,1	0,0	1,2	-8,0	-
Cuenta de Capital (Neto)	2.594,3	2.254,1	1.681,2	1.850,0	550,0
Variación de Reservas (- = aumento)	-143,5	-977,8	874,0	2.209,0	1.262,0

a/ Datos preliminares.

Fuente: Fondo Monetario Internacional y Banco Central.

5. <u>Sector Público No Financiero</u>	Porcentaje del PIB				
	<u>1984</u>	<u>1985</u>	<u>1986</u>	<u>1987</u>	<u>1988</u>
Ingresos Corrientes	22,9	27,5	25,9	24,4	21,9
Gastos Corrientes	25,2	25,4	23,2	-24,4	21,9
Ahorro Corriente	-2,3	2,1	2,7	0,0	-0,3
Gasto de Capital	6,1	5,6	5,4	6,3	5,6
Déficit (-) Superávit (+)	-8,4	-3,5	-2,7	-6,3	-5,6

a/ Preliminar.

Fuente: Ministerio de Economía.

		Tasas de Crecimiento			
6.	<u>Panorama Monetario</u>	<u>1984</u>	<u>1985</u>	<u>1986</u>	<u>1987</u>
	Crédito Interno a/	538,5	313,7	93,1	220,7
	Gobierno Central (Neto)	520,3	223,5	113,8	268,0
	Privado	553,6	372,2	83,7	196,0
	Oferta Monetaria (M1)	501,3	571,8	84,8	124,6

a/ No incluye crédito a "Otras Instituciones Financieras".

\* Crecimiento de junio 1987 a junio 1988.

Fuente: Fondo Monetario Internacional.

7.	<u>Precios</u>	<u>1979</u>	<u>1980</u>	<u>1981</u>	<u>1982</u>	<u>1983</u>	<u>1984</u>	<u>1985</u>	<u>1986</u>	<u>1987</u>
	(Tasa de Crecimiento Anual)									
	Deflactor del PIB	150,2	100,7	105,6	248,2	349,4	653,9	685,0	77,9	128,6
	Al Consumidor Promedio Anual	159,5	100,8	104,5	164,8	343,8	626,7	672,2	90,1	131,3
	(Diciembre a Diciembre)	139,7	87,6	131,3	109,7	433,7	688,0	385,4	81,9	174,8
	Al por Mayor (Promedio Anual)	149,3	75,5	109,6	256,2	360,9	575,1	662,9	63,9	122,9

Fuente: Banco Central.

8. Deuda Externa	<u>1983</u>	<u>1984</u>	<u>1985</u>	<u>1986</u>	<u>1987</u>
<u>T o t a l</u>					
(000 Millones de Dólares)	<u>45,07</u>	<u>46,17</u>	<u>49,33</u>	<u>51,42</u>	<u>58,32</u>
<u>Deudores</u>					
Sector Público	31,71	35,53	40,87	44,72	n.d.
Sector Privado	13,36	10,64	8,46	6,70	n.d.
<u>Acreedores</u>					
Club de París 1982-85	-	-	2,06	4,54	5,30
Instituciones Multilaterales	1,72	1,68	2,28	2,89	4,50
FMI	1,17	1,14	2,29	2,72	3,83
Bancos	31,87	32,74	33,78	33,70	36,85
Otros Acreedores**	10,36	10,61	8,92	7,58	7,85
<u>Servicio de la Deuda</u>					
Servicio Total Devengado					
(000 Millones de Dólares)	8,56	6,26	8,26	6,18	6,41
Servicio/Exportaciones de Bienes y Servicios No Factoriales (Porcentaje)	91,9	86,0	80,7	70,9	75,7

\* Estimación preliminar.

\*\* Incluye bonos y deuda bilateral.

n.d. No disponible.

Fuente: Banco Central.

9. <u>Préstamos del BID</u>	<u>Millones de Dólares</u>	<u>Porcentaje del Total</u>
(Aprobados hasta el 31 de Diciembre de 1988)		
<u>Total</u>	<u>4.304,1</u>	<u>100,0</u>
Capital Ordinario	3.735,5	86,8
Fondo para Operaciones Especiales	519,4	12,1
FFPS	45,9	1,1
Otros Fondos	3,1	0,1
 <u>Por Sector</u>	 <u>4.264,5</u>	 <u>100,0</u>
Agricultura y Pesca	531,1	12,3
Industrial y Minería	610,8	14,2
Transportes y Comunicaciones	399,4	9,3
Energía	1.737,4	40,4
Educación, Ciencia y Tecnología	280,8	6,5
Vivienda y Obras Urbanas	163,6	3,8
Salud Pública y Ambiental	468,1	10,9
Preinversión	3,3	0,1
Financiamiento de Exportaciones	109,0	2,5

REGIONAL

Proyecto Hidroeléctrico Yacyretá  
Financiamiento Adicional (RG-0043)

Resumen del Préstamo y del Proyecto

Prestatario  
y Ejecutor:

Entidad Binacional de Yacyretá (EBY). Los accionistas de EBY, por partes iguales, son las empresas de Agua y Energía Eléctrica (AyEE), de la Argentina y la Administración Nacional de Electricidad (ANDE), de Paraguay. Dado el carácter binacional de las obras del proyecto se continuará requiriendo la subscripción del Acuerdo de Ejecución, por medio del cual las Altas Partes Contratantes del Tratado de Yacyretá (Argentina y Paraguay), se comprometen con el BID a facilitar la realización de las actividades del proyecto.

Garante:

La Nación Argentina.

Monto:

US\$250,0 millones equivalente.

Términos y  
Condiciones:

Recursos provenientes del Capital Ordinario, con una amortización en 20 años incluyendo 5 años de gracia, con un período de desembolso de 2 años; comisión de compromiso del 0,75% sobre saldos no desembolsados con un cargo para el Fondo de Inspección y Vigilancia del 1% sobre el monto del préstamo y con una tasa de interés variable a ser fijada anualmente y revisable semestralmente para cada desembolso.

Objetivos  
del Proyecto:

El proyecto tiene por objeto la construcción de una planta hidroeléctrica con una capacidad nominal instalada de 2.700 MW y alrededor de 20.000 GWh de energía anual que permitirá contribuir a satisfacer los requerimientos de energía eléctrica previstos para Argentina y Paraguay. Adicionalmente, el proyecto contribuirá al mejoramiento de la navegación, el control de crecidas, la interconexión vial entre Argentina y Paraguay y el desarrollo de riego, piscicultura y turismo.

Descripción  
del Proyecto:

El proyecto se localiza sobre el río Paraná, aproximadamente 90 km aguas abajo de las ciudades de Posadas, en Argentina y de Encarnación, en Paraguay. Las presas de tierra tendrán una extensión aproximada de

70 km de longitud, lo cual permitirá tener un embalse con volumen de alrededor de 21.000 Hm<sup>3</sup> y una superficie de cerca de 1.700 km<sup>2</sup>. Las obras de embalse estarán constituidas por una esclusa de navegación, dos vertederos, estructuras de riego y obras de protección de la cuenca del arroyo Aguapey. La central hidroeléctrica Yacyretá contará con 20 unidades de 135 MW cada una y una subestación elevadora, desde donde partirán las líneas de 230 kV a Paraguay y de 500 kV a la Argentina. También se incluye la construcción de conjuntos de viviendas para la relocalización de aproximadamente 35.000 personas y obras de infraestructura afectadas por el embalse en ambas márgenes del río Paraná. La protección del medio ambiente preve dentro del cuerpo de la central instalaciones para la circulación de los peces hacia aguas arriba, reservas para la fauna existente en la zona inundada y limpieza del embalse.

Costo Total  
del Proyecto:

El costo total del proyecto al 31 de diciembre de 1988 se estima en US\$5.986,2 millones, de los cuales se han invertido US\$3.183,7 millones. El saldo de US\$2.802,5 millones es el monto estimado a invertir entre los años 1989 y 1996, año éste último de terminación del proyecto.

Plan de  
Financiamiento:

	(US\$ millones)
<u>Inversiones</u>	
Ingeniería y Administración	980,9
Costo Directo de Construcción	3.382,1
Gastos Financieros	1.390,2
Gastos sin Asignación	233,0
Total	5.986,2
<u>Fuentes</u>	
Préstamo BID 346/OC-RG	210,0
Préstamo BIRF 1761-AR	210,0
Préstamo BID 555/OC-RG	250,0
Préstamo BIRF 2998-AR	250,0
Préstamo BID (Propuesto)	250,0
Créditos por Obtener	200,0 1/
Créditos de Exportación	800,0
Contrapartida Local	3.816,2 2/
Total	5.986,2

1/ Posible préstamo adicional del BIRF.

2/ Incluye aportes de Argentina provenientes de los Fondos Energéticos y del propio presupuesto federal. Las inversiones realizadas con cargo a este aporte alcanzan US\$2.437,2 millones.

## REGIONAL

### Proyecto Hidroeléctrico Yacyretá Financiamiento Adicional

(RG-0043)

#### PROPUESTA DE PRESTAMO

#### I. INTRODUCCION

##### A. Antecedentes

- 1.01 Como complemento de los préstamos 346/OC-RG y 555/OC-RG, por US\$210 millones y US\$250 millones respectivamente, el financiamiento adicional propuesto en este documento permitiría asegurar la continuidad de la construcción del proyecto hidroeléctrico Yacyretá, obra que se realiza conjuntamente por Argentina y Paraguay. En los documentos PR-906, del 21 de noviembre de 1978 y PR-1641, del 25 de octubre de 1988, que dieron origen a los préstamos antes indicados, se resumieron los objetivos de este proyecto, que siguen siendo válidos. En efecto, la conclusión de las obras permitirá a Argentina satisfacer, para fines de la década del 90, parte importante de la demanda mediante la compra que haría ese país de la energía generada por la Entidad Binacional Yacyretá (EBY). Adicionalmente, las obras de navegación, las estructuras para riego, las construcciones de obras de infraestructura y relocalizaciones, así como las medidas de protección de medio ambiente, presentan importantes beneficios para Argentina y Paraguay en la zona de influencia del proyecto.
- 1.02 La ejecución de las obras civiles principales del proyecto se inició en el año 1985. Al 30 de septiembre de 1989, las inversiones registran un avance del 60% respecto al costo total del proyecto estimado en US\$5.986,2 millones. La obra cumple estrictamente el cronograma de ejecución vigente desde 1985 y registra incluso adelantos en las obras civiles del brazo Aña-Cuá (vertedero) y las presas de cierre. Los hitos más importantes alcanzados hasta la fecha han sido: (i) la terminación de las obras de hormigón del vertedero principal (18 vanos) sobre el brazo principal del río Paraná; (ii) la conclusión de las obras de hormigón de la esclusa de navegación, encontrándose en ejecución los montajes de las compuertas y equipos conexos; y (iii) el desvío del brazo principal del río Paraná en junio de 1989, lo cual permitió iniciar la construcción del tramo de presa principal de cierre. La casa de máquinas se ejecuta en todos sus frentes y el equipamiento principal que incluye las 20 turbinas y primeros diez generadores se encuentra contratada y en proceso de fabricación. Para fines de 1989, se adjudicarían y contratarían los segundos diez generadores y transformadores principales, con lo cual se concluiría con la adquisición de los equipos principales.

- 1.03 La iniciación del llenado del embalse está programado para noviembre de 1992 y la generación comercial para febrero de 1993, con la entrada en operación de la primera unidad. Cada dos meses, a partir de esta última fecha, entrarán paulatinamente las siguientes unidades. La última unidad entrará en operación comercial en noviembre de 1996. Con la terminación de esta planta hidroeléctrica, la energía proveniente de Yacyretá será comprada en su totalidad por Argentina en función de que: (i) el Paraguay, si bien es poseedor de la mitad de la energía producida no tiene necesidad de usarla por un largo período de tiempo. El pago de una adecuada compensación a Paraguay por ceder toda la energía a la Argentina está incluida en la tarifa de venta de dicha energía; y (ii) constituye una oferta imprescindible para el abastecimiento del subsector eléctrico del país, ya que su generación de energía firme de 20.000 GWh representaría para fines de la década de los 90 un 27% de los requerimientos de producción del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Por lo expuesto, la presente propuesta solamente analiza el subsector eléctrico argentino. En cuanto al subsector eléctrico paraguayo, éste fue objeto de examen con motivo del préstamo otorgado a ANDE en 1988 por US\$20,0 millones para un Programa de Expansión de Electrificación Rural <sup>1/</sup>.

B. Consideraciones sobre la Participación del Banco

- 1.04 En los últimos años la magnitud del financiamiento externo requerido por el subsector eléctrico argentino, así como la necesidad de lograr una acción más coordinada por parte de los organismos de financiamiento internacional, determinó que el BID y el BIRF realizaran un esfuerzo adicional para complementar los recursos nacionales en el financiamiento de las inversiones de energía eléctrica. Los últimos préstamos de los Bancos que fueron aprobados en noviembre de 1988 reflejan este nuevo enfoque. En el caso del Banco Mundial, a través del préstamo 2998-AR a la Nación Argentina, aprueba la primera operación del tipo sectorial que incorpora condicionalidades de carácter financiero e institucional mediante las cuales se establece un proceso de reformas cuyo progreso se revisa anualmente. En esta operación no se previó el mecanismo de rápido desembolso y los recursos del préstamo quedaron asignados específicamente para la cobertura de los contratos principales de obras civiles y el contrato de ingeniería del proyecto Yacyretá.
- 1.05 Con respecto al préstamo 555/OC-RG del BID, también se incorporan medidas sectoriales sustancialmente similares a las del financiamiento otorgado por el BIRF. Es importante notar que se continuó con la asignación específica de los recursos de su financiamiento a los mismos contratos que venían siendo cubiertos con los préstamos anteriores (pari-passu con el Banco Mundial). Asimismo, el BID continuó otorgando el préstamo a la Entidad Binacional Yacyretá y suscribiendo el contrato de garantía con la Nación Argentina. El enfoque adoptado por los

---

<sup>1/</sup> Ver documento PR-1593 del 10 de noviembre de 1987.



Bancos con respecto al subsector eléctrico argentino se refleja en el contrato de garantía del préstamo del Banco a Yacyretá y en las modificaciones contractuales incorporadas en los préstamos vigentes para las empresas AyEE e HIDRONOR. De esta manera se logra que ambos organismos de financiamiento externo incorporen los conceptos y obligaciones contractuales que corresponden a una estrategia más sectorial tendiente a obtener la implantación de principios de eficiencia operativa y financiera compatibles con una más racional estructura institucional del sector y con sus necesidades para el mejoramiento y expansión del servicio.

- 1.06 El nuevo financiamiento propuesto por el Banco en este documento para el proyecto Yacyretá facilitaría la continuidad de la ejecución del proyecto, ya que atendería una área crítica de financiamiento, que corresponde a los contratos principales de obras civiles y de ingeniería. Al mismo tiempo, en esta oportunidad se ha efectuado una revisión del estado del cumplimiento de las cláusulas contractuales vigentes con el BID y con el BIRF. Se ha determinado el alcance y naturaleza de las decisiones tendientes a superar problemas que han sido identificados, y se avanzó en la etapa preparatoria para que durante el año 1990 se procese un financiamiento con carácter sectorial a la Nación Argentina por parte de ambos Bancos.
- 1.07 La relación establecida por el BID con el Ente Binacional, como prestatario, y el enfoque de financiamiento del proyecto dado por el Banco ha facilitado la adopción de un esquema que permite un seguimiento periódico de los resultados obtenidos en el subsector eléctrico argentino al momento de efectuarse las revisiones periódicas. La eventual operación del BID contemplada para 1990, que sería considerada dentro de un marco sectorial de inversiones, incluiría en su análisis las recomendaciones que sean necesarias para asegurar que se logren las metas financieras y operacionales, dentro de un proceso paulatino de mejoramiento institucional y operativo de las empresas eléctricas.
- 1.08 El próximo financiamiento del Banco Mundial a Yacyretá sería incluido dentro del segundo préstamo sectorial de inversiones a la Nación Argentina. Las actividades preparatorias de esta operación se han hecho conjuntamente con el BID y se espera que ambas instituciones puedan someter las respectivas propuestas de préstamos a sus Directorios Ejecutivos en la segunda mitad de 1990.
- 1.09 El financiamiento externo adicional disponible se ha concentrado en los equipos para la central y dado que los contratos para las obras principales y para la ingeniería del proyecto fueron adjudicados de acuerdo a los procedimientos aceptables para el BID y el BIRF, se ha estimado conveniente recomendar que estas instituciones continúen cubriendo las necesidades financieras de estos contratos. A tal efecto, los nuevos recursos del BID, propuestos en esta operación, serían necesarios desde el primer trimestre de 1990. Este cronograma unido a la escasez de recursos de contrapartida local en Argentina determina que el Banco sea la única fuente disponible para Yacyretá en los rubros indicados.

### C. Prioridad y Misiones

- 1.10 Con fecha 2 de mayo de 1989, el Ministerio de Economía de Argentina, en calidad de garante, comunicó al Banco la alta prioridad que el gobierno le asignaba a la obtención de un financiamiento adicional al Proyecto Hidroeléctrico Yacyretá, respaldando las gestiones iniciadas por EBY frente al Banco Interamericano. Esta prioridad fue confirmada el 25 de agosto de 1989 por el actual gobierno de Argentina, a través de una comunicación dirigida al Banco por el Secretario de Coordinación Económica de Argentina. Asimismo, el 25 de octubre de 1989 los gobiernos de Paraguay y Argentina, a través de EBY, reiteraron al Banco la alta prioridad del financiamiento aludido.
- 1.11 Con base en estas últimas comunicaciones, el Banco envió al país una misión que tuvo por objeto revisar los costos del proyecto, hacer un seguimiento sobre los aspectos técnicos y económicos que involucra la ejecución del proyecto, así como definir el cuadro financiero que asegura su terminación dentro del cronograma de obras vigente. Conjuntamente con una misión del BIRF, en esa misma oportunidad se revisó el comportamiento del subsector eléctrico argentino durante los últimos doce meses, para determinar el grado de avance alcanzado en los compromisos asumidos por la Nación Argentina con los Bancos (ver párrafos 2.73 a 2.78). Los resultados de este análisis, sus conclusiones y recomendaciones han sido incorporados en este documento.

## II. MARCO DE REFERENCIA

- 2.01 Teniendo en consideración que el financiamiento del proyecto Yacyretá debe ser aportado por Argentina y que el consumo de la energía a ser generada también está previsto sea en su totalidad para ese país, este Capítulo sólo incluye información relacionada con Argentina. Sin embargo, se destaca que el proyecto constituye en la actualidad una importante fuente de trabajo y de ingreso de divisas para Paraguay.

### A. Acontecimientos Macroeconómicos Recientes en Argentina

#### 1. Antecedentes

- 2.02 A mediados de 1988 la economía argentina experimentaba un proceso inflacionario creciente, con un constante aumento de la brecha entre la cotización del dólar en el mercado oficial de cambios y el mercado paralelo. El 4 de agosto de 1988 se implantó el Plan Primavera que adopta la política cambiaria como instrumento estabilizador básico. Adicionalmente se concluyeron acuerdos con cámaras empresariales para la congelación de precios y márgenes de comercialización. El gobierno, por su parte, se comprometió a no aumentar los salarios del sector público, mantener los niveles tarifarios y de combustibles, además de rebajar la alícuota del IVA. Este sistema de precios pactados se mantuvo durante la vigencia del Plan, es decir hasta febrero de 1989.
- 2.03 La desaceleración de la inflación lograda a partir de agosto de 1988 estaba altamente correlacionada con el mantenimiento del tipo de cambio, que a su vez dependía de la vigencia de tasas de interés

fuertemente positivas con muy alto costo para el Banco Central a través de la absorción monetaria que realizaba con la imposición de elevados encajes.

2.04 El colapso del Plan Primavera colocó al país en una situación de hiperinflación, con algunos indicadores económicos que muestran la gravedad de la crisis:

- (a) el costo del crédito al sector privado en mayo de 1989 llegó a 32,5% mensual;
- (b) la recaudación impositiva en junio de 1989 representaba alrededor del 50% en términos reales de los ingresos tributarios en junio de 1988;
- (c) en el segundo trimestre de 1989 el Producto Bruto Industrial sufre una caída estimada en 13%, mientras que el poder adquisitivo del salario se deteriora en un 30% en el mismo período; y
- (d) los precios al consumidor entre febrero y julio de 1989 se incrementaron en 1877% y el tipo de cambio libre en 3723%.

2.05 El nuevo gobierno que asumió el poder el 8 de julio de 1989, se enfrentó con la economía en estado de crisis aguda, como culminación del prolongado período de escaso crecimiento económico y alta inflación causados por deficiencias en las estructuras básicas del país y por las políticas macroeconómicas implantadas. En este mes el proceso de hiperinflación se materializó en una tasa mensual de 200%, tasas de interés que superaron brevemente el nivel de 300% mensual y un tipo de cambio paralelo que alcanzó un nivel 40 veces superior al de enero del mismo año. Las reservas internacionales estaban virtualmente agotadas pese a que se había acumulado un volumen considerable de atrasos en los pagos de la deuda externa. Como se expresó anteriormente, un factor básico determinante de estas dificultades fue el debilitamiento de las finanzas públicas derivado del excesivo crecimiento del gasto y la reducción de los ingresos del gobierno. Esto último reflejaba la generalizada evasión fiscal y el deterioro causado por la inflación sobre el valor real de los recaudos impositivos. Asimismo, las empresas públicas se encontraban en una situación muy precaria dado que sus precios eran aproximadamente un 65% inferiores en términos reales al promedio de los vigentes en 1988.

## 2. Programa del Nuevo Gobierno

### (a) Aspectos generales

2.06 En respuesta a esta situación el Gobierno adoptó de inmediato un plan de estabilización riguroso y de reformas estructurales basado en gran medida en la reciente experiencia hiperinflacionaria que ha creado un consenso en torno a la apremiante necesidad de estabilización económica. Las medidas adoptadas responden a la convicción de que el comportamiento inflacionario endémico en la economía no podrá revertirse con la adopción de un proceso gradual de normalización, sino que requiere la toma de decisiones inmediatas y drásticas. La

experiencia de las últimas dos décadas indica que sin un control permanente de la inflación, los ahorros no se invierten en el país.

- 2.07 Se estima que los cinco programas de estabilización del período 1984-89 fracasaron por no contar con los ajustes necesarios en la estructura del sector público. Esto ha guiado la estrategia del gobierno hacia el incremento de la participación del sector privado en numerosas actividades que han sido objeto de atención exclusiva por parte del gobierno. La meta es la reducción gradual del sector público mediante la privatización de ciertas empresas públicas claves en tanto que se adoptarían medidas para mejorar la eficiencia en las áreas que se mantienen cubiertas por el Estado. El gobierno ha manifestado su decisión de crear un entorno económico en el que los mercados funcionen con libertad mediante la eliminación de los monopolios públicos y privados y la reducción del alcance de las regulaciones gubernamentales incluyendo las que limitan la competencia extranjera.

(b) Legislación reciente

- 2.08 Los principios arriba indicados se han materializado en dos leyes básicas que han entrado en vigencia en septiembre de 1989. La primera es la Ley de Reforma del Estado que permite la privatización, liquidación o reforma de empresas públicas y la venta de otros activos de propiedad del Estado. La segunda es la Ley de Emergencia que tiene una vigencia de 180 días prorrogable por igual plazo, y que establece medidas para mejorar la situación fiscal a corto plazo y promueve varias reformas estructurales. Entre las primeras figura la suspensión de los subsidios, dispensa de requisitos para aprobación de inversiones extranjeras, suspensión de la Ley de Compre Nacional y de los regímenes de promoción industrial y minera. Adicionalmente, se adoptaron medidas especiales con respecto a algunos impuestos internos y se dispuso que el 50% de la recaudación mensual de los fondos con destino específico (fondos energéticos) ingresaran a Rentas Generales.
- 2.09 En lo que respecta a las reformas estructurales incorporadas en la Ley de Emergencia se encuentra la modificación de la Carta Orgánica del Banco Central para otorgarle independencia funcional, crear un sistema de garantía de depósitos, crear una más eficiente superintendencia sobre los bancos, crear un ente para atender la liquidación de activos de entidades financieras en proceso de disolución y liquidación, publicar semanalmente el balance del Banco Central, y establecer que no financiará directa ni indirectamente al Gobierno Nacional, ni a las provincias más allá de los límites que establezca la Carta Orgánica.

3. Esfuerzos de Estabilización

(a) Control de la inflación

- 2.10 El objetivo de estabilización constituye el elemento focal de la estrategia a corto plazo. Esto se fundamenta en la convicción de que los objetivos de más largo alcance, reactivación de los sectores productivos y reformas estructurales presuponen un entorno de estabilidad.

- 2.11 Dentro de este contexto, el objetivo básico a corto plazo del programa económico es reducir la inflación a una tasa mensual inferior a 2% para diciembre de 1989, convergiendo a niveles internacionales a fines de 1990. En septiembre se alcanzó el 9,6% y en octubre un 5,9%. El control de la inflación es una condición necesaria para una recuperación duradera del ahorro y la inversión y, en consecuencia, para un crecimiento económico sostenido. Se espera que la reducción de la inflación combinada con las reformas estructurales estimulen la actividad del sector privado y lleven las tasas de crecimiento económico a un nivel que permita un aumento significativo del ingreso real per cápita en el mediano y largo plazo. Para 1990 se preve una recuperación del Producto Interno Bruto de por lo menos 5%.

(b) Política de ingresos

- 2.12 La política de ingresos desempeña un papel fundamental como complemento de la política financiera en el período de transición hacia la estabilidad de precios. Como parte de un acuerdo de precios celebrado en el mes de julio con las empresas industriales líderes, se decidió no trasladar a los precios aumentos salariales superiores a cierto límite. De hecho los acuerdos salariales que se concluyeron en el tercer trimestre se ajustaron en general a estas pautas. Es intención del Gobierno evitar una nueva espiral inflacionaria de costos, estableciendo una política salarial para el semestre que se inicia en octubre de 1989 basada en la tasa de inflación prevista para ese período.

(c) Disciplina fiscal

- 2.13 Otro objetivo fundamental de la política económica del gobierno es restaurar sin demora la disciplina fiscal. Esta es una condición indispensable para el éxito del esfuerzo de estabilización y para el restablecimiento de la estabilidad de precios. Con este objeto, las medidas están orientadas a reducir el déficit global del sector público no financiero de 16% del PIB en 1987 a 1,25% del PIB en 1990, permitiendo que el resultado operativo pase a un nivel cercano al equilibrio. Estas metas harían innecesario todo financiamiento interno neto del sector público en 1990. El enorme desequilibrio fiscal producido durante el primer semestre de 1989 se ha enfrentado a través de la adopción de medidas tendientes a favorecer la situación fiscal en la última parte de 1989 y en 1990 con aumento de ingresos y reducción de gastos, según se analiza a continuación.

(i) Aumento de ingresos fiscales

- 2.14 Para lograr sus objetivos en materia de política fiscal el 10 de julio el Gobierno aumentó las tarifas de las empresas públicas en un promedio de 690%, lo cual mejoró sustancialmente la situación operativa global de dichas empresas. Asimismo, se anunció que se mantendrían durante algún tiempo los impuestos generales sobre las exportaciones de 20% sobre los productos industriales y 30% sobre los productos agropecuarios, pese a que a más largo plazo éstos se reducirían gradualmente a fin de estimular las exportaciones. También la Ley de

Emergencia preve varias medidas que favorecerían la situación fiscal tales como la suspensión temporaria de subsidios y de una parte sustancial de las exenciones impositivas establecidas en los regímenes de promoción industrial y minera así como la modificación temporaria de los acuerdos de coparticipación del impuesto sobre el petróleo que eleva la proporción que recibe la Tesorería en desmedro de los fondos especiales. Las finanzas públicas también se han beneficiado con la recuperación de la recaudación fiscal en agosto y septiembre en comparación con el bajo nivel verificado en meses anteriores. Esto obedeció a la disminución de la inflación así como a un programa adoptado para intensificar el control sobre los contribuyentes más importantes.

- 2.15 El complejo sistema impositivo vigente en Argentina ocasiona distorsiones. Las autoridades han manifestado que las altas tasas impositivas marginales unidas a la proliferación de exenciones son contrarias a la equidad y a la eficiencia del sistema tributario. A fin de adaptar el sistema impositivo a las necesidades del país y asegurar al mismo tiempo un nivel adecuado de recursos para atender las necesidades financieras del sector público reestructurado, se ha presentado al Congreso un proyecto de ley de reforma impositiva.
- 2.16 El proyecto de ley tiene por objeto modificar la estructura tarifaria y como componente clave contiene la ampliación de la base del impuesto al valor agregado a fin de incluir todos los bienes y servicios con una tasa única de 15% y la eliminación de todas las exenciones actualmente vigentes. Su aplicación sería gradual dentro de un plazo de 6 meses a fin de limitar el impacto inicial sobre los precios. La simplificación del sistema tributario se obtendría a través de la eliminación de varios impuestos. Se preve que la nueva legislación entrará en vigencia a principios de 1990.
- 2.17 Durante los últimos años se ha registrado un progresivo deterioro de la capacidad de administración tributaria en la Argentina y un notable aumento de la incidencia de la evasión fiscal. El gobierno está decidido a revertir esta tendencia a fin de asegurar que se obtengan los efectos perseguidos con la reforma impositiva. A este fin el Banco Mundial está cooperando con un préstamo de asistencia técnica para mejorar el control del pago de los impuestos por medio de la creación de un banco de datos para los contribuyentes más importantes. Asimismo, la Ley de Reforma Impositiva aumenta las sanciones por evasión fiscal, incluyendo penas de prisión en casos más graves.

(ii) Reducción del gasto público

- 2.18 Las autoridades han manifestado su convicción de que el logro del equilibrio de las finanzas públicas requerirá un esfuerzo significativo para reducir el gasto, objetivo que resulta consistente con la disminución del tamaño del sector público en la economía. A corto plazo los esfuerzos del gobierno en el área del gasto se concentrarían en la ejecución estricta del presupuesto, la congelación de las vacantes del sector público, la aplicación de una política salarial prudente en dicho sector y la restricción de los pagos de intereses

sobre la deuda interna. Asimismo, a partir de octubre, 1989, la Tesorería dejará de efectuar transferencias a las empresas públicas para cubrir sus déficits operativos (excepto para atender los pagos de remuneraciones de Empresa de Ferrocarriles) y a las provincias.

(iii) Finanzas de empresas públicas

- 2.19 La aplicación satisfactoria del programa fiscal dependerá en gran medida del mejoramiento del control sobre las finanzas de las empresas públicas. A este efecto, está en proceso de creación una Comisión Especial que comprende los Ministerios de Economía, de Obras y Servicios Públicos y de Trabajo y Acción Social para controlar las operaciones de las 14 empresas públicas más grandes. Entre otras funciones, esta Comisión determinará la política de precios y salarios de las empresas, establecerá pautas respecto de las adquisiciones de bienes y servicios y controlará la ejecución de sus presupuestos corriente y de capital. Asimismo, para mejorar el manejo de fondos de empresas públicas y otros organismos del sector público se preve la compensación de las obligaciones en mora pendientes entre todos ellos, incluidas las provincias. Para el futuro, se evitaría la acumulación de nuevos atrasos en los pagos dentro del sector público a cuyo fin se crearía un sistema de compensación de las obligaciones con la cancelación automática de saldos pendientes en forma mensual.

4. Privatización

- 2.20 El gobierno asigna la mayor prioridad al programa de privatización de las empresas públicas. La Ley de Reforma del Estado ya mencionada otorga amplios poderes al Poder Ejecutivo en esta materia. En efecto, le autoriza, a menos que el Congreso se oponga dentro de un plazo de 90 días, a subdividir las empresas públicas existentes y proceder a su privatización total o parcial por medio de la venta o el otorgamiento de concesiones de todas o parte de sus actividades. Ya se han dictado decretos que establecen las normas básicas para la privatización de la Empresa Nacional de Telecomunicaciones y parte de la Empresa de Ferrocarriles; se preve que la licitación de la empresa telefónica se efectúe a fines de enero de 1990. Se han previsto medidas para la privatización a breve plazo de la aerolínea nacional, la flota mercante, varias estaciones de radio y televisión y los servicios de mantenimiento de varios tramos del sistema nacional de autopista.
- 2.21 Asimismo, el gobierno tiene programado contratar en breve plazo con firmas privadas los servicios de medición, facturación y cobro de empresas de electricidad, Obras Sanitarias de la Nación y Gas del Estado, con miras a acrecentar el nivel de ingresos de dichas empresas. A su vez, el gobierno ha manifestado su intención de redoblar esfuerzos para ofrecer a empresas privadas la perforación de yacimientos petrolíferos controlados por la empresa estatal Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF). Al respecto, existe la intención de vender alrededor de 250 yacimientos de menor importancia a empresas privadas para fines de 1990 y lograr la participación de importantes empresas petroleras internacionales, por medio de operaciones conjuntas, en la exploración y explotación de las principales áreas que

hasta ahora han estado reservadas exclusivamente a YPF. Se espera que estas medidas serán suficientes para reducir sustancialmente el gasto en inversiones de YPF en 1990, sin menoscabo del objetivo de lograr la expansión de la producción de petróleo. Se estima que las ventas de activo implícitas en los programas mencionados generarán un ingreso neto líquido para la Tesorería equivalente a alrededor del 1,5% del PIB en 1990.

## 5. Sistema Financiero

- 2.22 El logro de una situación fiscal que no requiera financiamiento neto del sistema bancario nacional facilitaría la implantación de una política global de crédito congruente con los objetivos de restablecer la estabilidad de precios y fortalecer la balanza de pagos. Debido a la especial importancia de estos objetivos, el programa monetario del Banco Central para el último trimestre de 1989 y para 1990 se basa en una estimación prudente de la demanda de dinero incluida la remonetización.
- 2.23 A través de los años la persistencia de fuertes déficits fiscales, el proceso de desmonetización y las medidas de créditos selectivos dieron lugar a una estructura bancaria en la que el Banco Central se convirtió en el intermediario de la mayoría de los recursos financieros canalizados a través del sistema bancario. Es intención del gobierno devolver a los bancos comerciales las funciones de asignación de crédito conforme a las pautas del mercado. La meta a largo plazo es reducir los requisitos de encaje e inversiones de los bancos comerciales. El gobierno también está contemplando reformas sustantivas en los bancos oficiales, previéndose que dentro del contexto de una política monetaria restrictiva el Banco Central ejercerá una supervisión cuidadosa de estos bancos.

## 6. Comercio Exterior

- 2.24 Las autoridades han anunciado su intención de liberalizar el sistema de comercio exterior y pagos de la Argentina como un importante paso hacia una mayor eficiencia en el uso de los recursos. Se ha manifestado la firme intención de abrir la economía al comercio exterior, mantener un tipo de cambio competitivo, eliminar el sesgo anti-exportador de los programas de promoción industrial y adoptar medidas para atraer la inversión extranjera y la repatriación de los capitales que mantienen en el exterior. Debido fundamentalmente a las medidas adoptadas en julio por el gobierno durante los meses de agosto y septiembre, se ha registrado una acentuada mejora de la posición externa. Se espera que esta tendencia se consolidará a medida que se afiancen los esfuerzos encaminados a la estabilización y se instrumenten medidas de largo plazo para establecer el equilibrio interno y reestructurar la economía.

## 7. Inversiones Extranjeras

- 2.25 Se han eliminado significativamente las restricciones a los pagos correspondientes a transacciones corrientes y se proponen medidas



adicionales que contribuirían a otorgar incentivos adecuados para fomentar nuevas inversiones extranjeras directas. Los objetivos de privatización sólo podrán ser alcanzados en la medida en que haya una canalización de recursos externos al país, proveniente del retorno de capitales o del apoyo que el inversionista exterior le dará a las necesidades de capitales en el país.

## 8. Acuerdo con el Fondo Monetario Internacional

- 2.26 El 12 de octubre de 1989 Argentina presentó la carta de intención para la obtención de un acuerdo de contingencia con el Fondo Monetario Internacional, en la cual se especifican las medidas que contiene el programa de reformas estructurales y de política macroeconómica que desea implantar el nuevo gobierno y que han sido descritas en forma resumida en los párrafos anteriores. El acuerdo es por un monto de US\$1.400 millones y corresponde a la primera etapa formal de regularización de relaciones con los acreedores externos. El Directorio Ejecutivo del FMI aprobó el acuerdo con Argentina el 10 de noviembre de 1989.

## 9. Deuda Externa

- 2.27 Se ha previsto iniciar a la brevedad negociaciones con los acreedores para la regularización de los atrasos en los pagos pendientes y para la concesión de financiamiento futuro. A fines de 1988 la deuda argentina, incluidas las obligaciones, con el FMI ascendía a aproximadamente US\$60.000 millones que equivalía a más de las tres cuartas partes del PIB. Se calcula que los intereses correspondientes a la deuda externa en 1989 representan alrededor al 8,5% del PIB. Las autoridades han expresado que consideran necesario reducir la deuda y la carga que representa su servicio si se desea alcanzar un crecimiento económico satisfactorio a mediano y largo plazo.

## B. El Sector Energía de Argentina

### 1. Introducción

- 2.28 Argentina cuenta con abundante recursos energéticos, incluyendo petróleo, gas y energía hidroeléctrica, así como carbón y uranio. Históricamente, la explotación de estos recursos ha obedecido a políticas gubernamentales que han tenido como objetivo principal alcanzar el autoabastecimiento, particularmente en lo que se refiere al suministro del recurso de hidrocarburos. Los recursos energéticos han sido desarrollados principalmente por el sector público, habiéndose creado algunas distorsiones en los precios que han afectado la eficiencia de las entidades del sector energético, han significado un peso financiero muy fuerte para el sector público, han disminuido o eliminado la participación del sector privado y han reducido la capacidad de ampliar reservas.
- 2.29 Los cambios más notables en la estructura de la demanda en el sector energético se han producido sobre la base de un continuo crecimiento del consumo de gas que pasó del 3% del total en 1960 al 27% en 1985 y

de la energía eléctrica que pasó del 5% al 11% en el mismo período. Para 1985 el consumo final de energía correspondió en un 50% al petróleo y en un 12% a otros combustibles.

- 2.30 El consumo total de energía en 1986 alcanzó aproximadamente a 31 MMTEP, con un consumo per cápita de 1,2 TEP, levemente superior al promedio latinoamericano. La tasa de crecimiento promedio de la demanda de energía durante el período 1970-86 fue de 1,95% anual, mientras que el PIB creció 1,22% anual en el mismo período, lo cual da una elasticidad de 1,55, considerada muy alta de acuerdo a los niveles internacionales. No se han identificado cambios importantes en los patrones de consumo en los sectores de transporte y agricultura.
- 2.31 El análisis realizado recientemente sobre los precios de energía y la elasticidad del ingreso muestra que existe un efecto moderado en la demanda y un impacto muy significativo en los ingresos si los precios son ajustados con el objeto de llevarlos a niveles internacionales en el caso de los combustibles provenientes de hidrocarburos y de costos marginales en el caso de electricidad. Las medidas adoptadas el 10 de julio de 1989 por el nuevo gobierno reflejan sin duda la preocupación de las autoridades por corregir las distorsiones de precios existentes.
- 2.32 Con el objeto de subsanar los problemas derivados de políticas regulatorias inadecuadas y una estructura institucional compleja y fragmentada, el gobierno ha decidido llevar a cabo un conjunto de reformas en las empresas públicas tendientes a facilitar la movilización de recursos técnicos y financieros que permitan retomar el crecimiento del sector, racionalizar el consumo sobre la base de la aplicación de una política de precios adecuada y permitir una más amplia participación del sector privado. La adopción de estas medidas también permitirá a la Nación Argentina cumplir con obligaciones pactadas con los Bancos en los préstamos vigentes.

## 2. Situación Actual y Perspectivas

- 2.33 En la primera parte de este capítulo se resume el programa macroeconómico del nuevo gobierno que asumió el poder el 8 de julio de 1989, y que ha decidido promover una transformación sustancial de la estructura administrativa del Estado, afectando la organización institucional del sector energético. Al mismo tiempo, se señala la decisión del gobierno de implantar una serie de medidas claves que están orientadas a lograr la meta de retirar del Estado aquellas actividades y empresas públicas que pueden ser emprendidas por el sector privado.
- 2.34 En materia de hidrocarburos y en lo que se refiere a aspectos institucionales, la nueva Ley de Reforma del Estado promueve el reordenamiento mediante la creación de una Empresa Nacional de Combustible que agruparía a Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF), Gas del Estado (GdE) y Yacimientos Carboníferos Fiscales (YCF). En el subsector eléctrico, se crearía una Empresa Federal de Energía Eléctrica que involucraría a AyEE, HIDRONOR y otras empresas de

generación eléctrica. Conforme a esta ley, se facultó al Poder Ejecutivo para proceder a hacer las reformas que estime necesarias.

- 2.35 Si bien los planteamientos sobre la reestructuración institucional y el marco del campo legal del sector han sido definidos, aún se encuentran en estudio alternativas que definirán la forma final a ser adoptada en cuanto al establecimiento eventual de las empresas nacionales tipo "holding" propuestas para hidrocarburos y energía eléctrica. Tanto el Banco Mundial como el BID han incorporado en sus contratos de préstamo respectivas cláusulas tendientes a requerir la adopción de medidas institucionales en el sector, cláusulas que se recomiendan nuevamente en la operación propuesta en este documento.
- 2.36 En cuanto al suministro de hidrocarburos, la política global trazada por el actual gobierno es la de propiciar la reactivación de las inversiones en exploración y explotación por encima de los niveles del último decenio facilitando la activa y directa participación del sector privado. A tal efecto, el gobierno se propone reemplazar en forma creciente la intervención del Estado, en la fijación de los precios, márgenes, bonificaciones, cuotas, por mecanismos de asignación del mercado y el libre juego de la oferta y la demanda, como parte de la desregulación progresiva e integral en materia de hidrocarburos que conduzca a la efectiva y libre competencia reflejando los valores internacionales.
- 2.37 El gobierno se encuentra en el proceso de adoptar una serie de incentivos que mediante la concesión, asociación y/o contratos de locación en áreas de exploración y explotación buscaría: (i) aumentar, a valor internacional, los precios a ser pagados en boca de pozo para el petróleo crudo y el gas natural recién hallados y por cualquier producción incremental de estos hidrocarburos; (ii) eliminar obstáculos para una más rápida aprobación de contratos para exploración y producción bajo el Plan Houston; (iii) incrementar la exploración en nuevas áreas ofreciendo información técnica adicional; (iv) llevar a la práctica el llamado Petroplan, permitiendo de esta manera que el sector privado opere algunas de las áreas marginadas de YPF; y (v) avanzar hacia una participación más amplia del sector privado en las operaciones de producción de YPF. En la industria del gas natural, el gobierno actual también contempla la participación del sector privado en tres áreas importantes: (i) en la exploración y la producción; (ii) en el transporte por medio de gasoductos troncales; y (iii) en la distribución, transmisión y comercialización a los usuarios finales.
- 2.38 Con respecto al subsector eléctrico los préstamos otorgados el año 1988 por el BID y el BIRF exponen claramente los problemas y desequilibrios del mismo, razón por la cual se incorporaron en los contratos respectivos una serie de requisitos que tienen por objeto lograr que las actividades eléctricas sean conducidas en forma eficiente y económica con lo cual se eliminaría la dependencia financiera del gobierno. Para alcanzar estos objetivos, el gobierno argentino analiza actualmente las formas que podría adoptar el nuevo marco legal e institucional del subsector eléctrico con el objeto de aprobar las medidas correctivas para: (i) mejorar la organización del subsector;

(ii) asegurar que la expansión del mismo siga principios de economía y eficiencia; (iii) mejorar la eficiencia en la operación de las instalaciones existentes; (iv) promover la conservación de la energía; (v) reducir las pérdidas técnicas y el robo de electricidad; y (vi) recuperar las finanzas de las empresas del subsector.

C. Situación Actual del Sistema Eléctrico y Perspectivas

- 2.39 Durante el año 1988, el subsector eléctrico argentino comenzó a experimentar los efectos de una crisis energética, la que vino a acentuarse, especialmente durante el último trimestre de 1988 y el primer cuatrimestre del año 1989. Esta crisis resultó en restricciones importantes de oferta, con un total de 1.226,2 GWh de demanda no satisfecha en 1988, y de 2.012,5 GWh <sup>1/</sup> en 1989.
- 2.40 En vista de la situación producida, ha sido necesario reevaluar las perspectivas de la oferta para el mediano plazo. Esta reevaluación se ha centrado en aquellos factores considerados críticos para la evolución del costo y calidad del servicio en los próximos años: (i) evolución esperada de la demanda; (ii) disponibilidad realista del parque térmico; y (iii) fechas de entrada y patrones de operación realistas para las obras en construcción (Bahía Blanca, Atucha II, Piedra del Aguila y Yacyretá).
- 2.41 Las principales conclusiones indican que, aún con escenarios moderados de crecimiento de la demanda y suponiendo que las obras en construcción se completan dentro de sus calendarios actualizados de ejecución <sup>2/</sup>, se observaría un importante deterioro en la calidad de servicio en el período 1990-1995 respecto a estándares normalmente aceptados. Entre 1990 y 1993 se estiman probabilidades de falla entre 23% y 43% y déficits promedio entre 40 GWh y 264 GWh; en 1994, debido a la incorporación de unidades de Yacyretá a partir de 1993, se observaría una reducción en la probabilidad de falla al 6% y del déficit promedio a 29 GWh. Debe destacarse que según las estimaciones efectuadas, el atraso de Yacyretá en un año implicaría la prolongación del problema de déficit, con probabilidades de falla del orden del 57% en 1993 y 1994 y déficits promedio de 1.030 GWh para ambos años. Entre las opciones consideradas para reducir o manejar los déficits esperados, se han incluido la reducción de tensión y/o la incorporación de capacidad térmica no prevista. Ambas soluciones representan un alto costo, la primera en eficiencia en el sistema y la segunda, derivada de los costos de inversión en capacidad que sólo sería utilizada para resolver un problema de tipo coyuntural.

---

<sup>1/</sup> Estimaciones preliminares; se incluyen cortes de servicio y reducción de tensión.

<sup>2/</sup> Atucha II en 1994; Bahía Blanca atrasada en seis meses; Piedra del Aguila en 1991, y Yacyretá en 1993.

- 2.42 Del análisis realizado por la Secretaría de Energía surgen como principales recomendaciones las siguientes: (i) la necesidad de terminar sin demoras las obras actualmente en construcción; (ii) la necesidad de intensificar los esfuerzos en rehabilitación y futuro mantenimiento del parque térmico existente y de realizar dicha rehabilitación dentro de programas que minimicen el costo esperado de racionamiento para el sistema; (iii) la conveniencia de que, de decidirse incorporar capacidad adicional para el período crítico 90-95, se consideren opciones que no sólo sean soluciones de coyuntura, de alto costo, sino válidas para el largo plazo; y (iv) la conveniencia de revisar el programa de expansión futuro (1995 en adelante) a la brevedad posible, asegurando que se busca la minimización de costos y la confiabilidad del sistema. La continuación del financiamiento del BID al proyecto Yacyretá se considera crítico para evitar que el eventual atraso en el inicio de operaciones cause serios perjuicios en la calidad del servicio y en la situación financiera del subsector eléctrico.

D. Importancia del Proyecto Yacyretá en el Subsector Eléctrico Argentino

- 2.43 Dado lo expresado anteriormente, la ejecución oportuna del proyecto, y su entrada en operación en la fecha definida (1993) reviste gran importancia para el abastecimiento de energía a partir de ese año. El proyecto no sólo contribuirá con alrededor de 20.000 GWh anuales de energía media, que permitirán reemplazar energía térmica en el sistema, sino también contribuirá a proporcionar confiabilidad al sistema eléctrico dada la regularidad de caudales en el Paraná y su complementariedad con el resto de las cuencas hidrológicas importantes del sistema. De acuerdo a las estimaciones disponibles, el atraso del proyecto en un año (hasta 1994) representaría sobre costos en generación térmica que varían entre US\$120 1/ millones y US\$168 millones en el período 1993-1997; por otra parte, y como se mencionó antes, se estima que el déficit promedio de energía en 1993 y 1994 podría alcanzar hasta 1.030 GWh, con el consiguiente costo 2/ en calidad de servicio.
- 2.44 Por otra parte desde el punto de vista financiero la no terminación en plazo del proyecto impediría la producción de la central y las ventas al SIN, con lo cual al no existir la autogeneración de recursos de EBY, cuyo principal cometido es la atención del servicio de la deuda contraída para ejecutar el proyecto, ésta debería continuar siendo servida por el Gobierno representando una erogación anual del orden de US\$300 millones.

E. Revisión Anual del Subsector Eléctrico Argentino

- 2.45 Teniendo en cuenta los enfoques sectoriales dados por el BID al financiamiento del proyecto Yacyretá (préstamo 555/OC-RG), y por el

---

1/ Actualizado a 1989, dependiendo del escenario de demanda utilizado.

2/ Que valorados a US\$ 0.40/KWh equivaldrían a US\$412 millones por año.

Banco Mundial al subsector eléctrico (préstamo 2998-AR), se estimó conveniente definir contractualmente el contenido y oportunidad de las reuniones anuales de revisión, en virtud de las cuales se procedería a efectuar un análisis del comportamiento del subsector en los últimos 12 meses, la proyección de las actividades para los próximos 12 meses y el examen de las soluciones previstas para los problemas de corto y mediano plazo del subsector. En estas oportunidades se daría especial énfasis al estado de cumplimiento de las cláusulas contractuales incorporadas en el contrato de garantía del préstamo del BID a la Entidad Binacional Yacyretá y en el contrato de préstamo del Banco Mundial a la Nación Argentina. A continuación se presenta un resumen de los resultados obtenidos con motivo de la revisión del subsector eléctrico efectuada en septiembre de 1989, en relación al estado de cumplimiento de las cláusulas contractuales.

### 1. Plan de Expansión del Subsector

- 2.46 La Secretaría de Energía (SE) presentó a consideración de los Bancos un plan de referencia para la expansión del sistema de generación eléctrico del país. Aún cuando este plan requiere ajustes en relación a la eventual justificación para la incorporación de algunas obras, se considera que el criterio seguido en su elaboración es adecuado y se coincide con la SE en el sentido de que no será necesario iniciar ninguna obra hasta el año 1991, existiendo por lo tanto tiempo suficiente para complementar el trabajo realizado. En todo caso se destaca que se acordó no iniciar la construcción de una nueva central generadora al sistema sin previa consulta con los Bancos, de acuerdo a lo establecido en el contrato de garantía del préstamo 555/OC-RG (ver Apéndice 2, numeral 10).
- 2.47 Por otra parte, se convino rehacer el estudio de demanda considerando una gama de crecimientos que permitan formular escenarios de expansión que serían revisados periódicamente de acuerdo con las demandas reales que se vayan registrando. Se hace notar que en el período transcurrido entre julio de 1988 y julio de 1989 la demanda no creció; esto se explica por la crisis económica y energética por la cual atraviesa el país. Para el futuro debería adoptarse una hipótesis que aunque moderada tenga en cuenta una recuperación de la economía nacional y un normal abastecimiento a la demanda eléctrica.

### 2. Estudio de Alternativas de Generación Termoeléctricas

- 2.48 Este estudio tiene dos componentes: el primero abarca la evaluación de las condiciones operativas de las unidades térmicas mayores de 60 MW y sus posibilidades de ser rehabilitadas extendiendo su vida útil y restituyéndolas a sus condiciones de origen en cuanto a su potencia y eficiencia y el segundo analiza la factibilidad de incorporar a las opciones de generación unidades de ciclo combinado.
- 2.49 La primera parte del estudio se encuentra parcialmente concluida, restando solamente efectuar la evaluación económica para establecer las unidades que se justifica sean rehabilitadas. En cuanto a la segunda

parte se preparará en acuerdo con los Bancos un programa de visitas a fabricantes y empresas eléctricas que tengan en operación máquinas de ciclo combinado con el objeto de verificar su confiabilidad. La decisión sobre su incorporación a los planes de expansión dependería además, del incremento que se vaya registrando en las reservas de gas natural, que sería el combustible utilizado en estas máquinas.

### 3. Estudio de Tarifas a Costo Marginal

- 2.50 La primera parte de este estudio, que consiste en el análisis de las tarifas a aplicar a las transacciones en bloque y a los suministros en alta tensión, ya ha sido concluida, faltando determinar el programa de implantación y completar el estudio tarifario en baja tensión con su correspondiente plan de implantación.
- 2.51 El criterio a seguir por las nuevas autoridades del subsector sería el de lograr que los valores medios de las tarifas alcancen el costo marginal correspondiente, pero que se procuraría que la tarifa al consumidor final, por clase de consumidor, fuera uniforme en todo el país. Las compensaciones requeridas por las diferentes características de los mercados serían efectuadas variando la tarifa mayorista en bloque a las empresas responsables de la distribución, teniendo el cuidado que esto no introduzca distorsiones en la asignación de recursos.

### 4. Estudio del Marco Legal e Institucional del Subsector

- 2.52 En el mes de marzo del presente año los Bancos recibieron una versión preliminar de dicho estudio, que contiene una recopilación de instrumentos legales existentes, un diagnóstico de los problemas que afectan al subsector y un conjunto de medidas que podían implantarse rápidamente y otras de aplicación futura, ya que debía reformarse la legislación vigente. El cambio de autoridades que se produjo a mediados de año impidió que la administración anterior continuara su trabajo atendiendo las observaciones que los Bancos hicieron a dicho estudio.
- 2.53 El Gobierno actual, por intermedio de la Ley de Reforma del Estado, ha dado un paso importante hacia la transformación de la estructura del subsector, contemplándose la creación de una empresa "holding" que controlaría las empresas nacionales existentes para las cuales se podrían redefinir áreas de responsabilidad. Asimismo, se estudia como alternativa la creación de una empresa de generación y transmisión quedando la distribución a cargo de las empresas provinciales.
- 2.54 La Secretaría de Energía ha informado a los Bancos que la reforma institucional sería definida a partir del mes de noviembre del presente año, por un grupo de trabajo ad-hoc, y se comprometió a remitir a ambos Bancos para su consideración un cronograma de ejecución de los estudios correspondientes e implantación de las recomendaciones de los mismos. Ambos Bancos acordaron que dada la urgencia de contratar dichos estudios se utilizarán fondos de un préstamo vigente del Banco Mundial a SEGBA para empezar tales actividades.

## 5. Plan de Rehabilitación Financiera (PRF)

### (a) Antecedentes

- 2.55 Con ocasión del financiamiento otorgado por el Banco al proyecto Yacyretá en 1988 (préstamo 555/OC-RG) y con el propósito de lograr una recuperación de las finanzas de las empresas nacionales del subsector eléctrico controladas por la Secretaría de Energía (SE), se estructuró junto con las autoridades argentinas un PRF tendiente a alcanzar los siguientes objetivos: (i) una recuperación sostenida de las finanzas de las empresas del subsector; (ii) la obtención de un margen operacional positivo y creciente que les permitiera en el corto plazo cubrir sus costos operacionales; (iii) un porcentaje creciente de contribución de la Generación Interna de Fondos a los programas de inversión de las empresas, los que a su vez, serían consistentes con el plan de expansión de mínimo costo; y (iv) el incremento de la capacidad de autofinanciamiento del subsector eléctrico, de las respectivas empresas, a fin de reducir las transferencias del gobierno a las empresas, evitando a su vez los superávits o déficits excesivos en sus flujos de caja, con un manejo apropiado del capital de trabajo. El plan anterior sería objeto de evaluación y seguimiento mediante revisiones anuales previstas contractualmente a partir de 1989.

### (b) Evolución financiera durante 1988

- 2.56 Como se indicó en el párrafo 2.39 anterior, la crisis energética recientemente experimentada por el país, causó una serie de restricciones en la oferta de energía, las que obedecieron a la combinación de diferentes factores, algunos de ellos exógenos al subsector, tales como: (i) una baja hidraulicidad en las cuencas de los ríos Limay y Uruguay, que vino a afectar la generación hidráulica de las centrales Chocón y Salto Grande; (ii) la salida de servicio de la central nuclear de Atucha I, y de la Central Térmica de Luján de Cuyo; (iii) el desembalse de la represa del Chocón, a partir de Octubre de 1987 por reparaciones; (iv) la falta de disponibilidad adecuada del parque térmico debido a que en su mayoría es un parque antiguo y obsoleto (en SEGBA el 43% de la capacidad térmica instalada tiene más de 25 años; mientras en AyEE un 30% corresponde a centrales dentro de ese mismo rango); (v) las limitaciones impuestas en los presupuestos de las empresas, que impidieron un adecuado mantenimiento al parque generador; y (vi) el alto índice de pérdidas de energía a nivel distribución, las que en el caso de SEGBA llegaron al 22%, al final de 1988.
- 2.57 Adicionalmente, dadas las restricciones presentadas en la oferta de energía, fue necesario aplicar una serie de medidas tendientes a paliar el déficit de energía, las que comenzaron con una reducción de la tensión del 5% que se mantuvo casi durante todo el año, complementada con interrupciones en el servicio, los que se acentuaron en la segunda quincena de diciembre de 1988 hasta abril de 1989. Las medidas anteriores significaron una restricción por el lado de la oferta de aproximadamente 1.226 GWh, durante el año de 1988 en el Despacho Unificado de Cargas (DUC).



- 2.58 En adición a lo anterior, la implantación a partir del último cuatrimestre del año de 1988 del Plan Primavera, no permitió la recuperación de las tarifas eléctricas de las empresas en términos reales, a los niveles que se habían previsto en el PRF. Por el contrario, durante dicho período las tarifas medias de las tres empresas nacionales del subsector (AyEE, HIDRONOR y SEGBA) se vieron reducidas en términos reales en un 5,6% <sup>1/</sup> situándose por debajo de los valores alcanzados en agosto de 1988, mes este último en que las tarifas medias de SEGBA habían experimentado un incremento en términos reales respecto de los valores alcanzados en diciembre de 1987 del orden del 16,5%, mientras las de AyEE se habían reducido en un 8,8% y las de HIDRONOR en un 15%.
- 2.59 Como resultado de los factores indicados, los volúmenes de ventas consolidadas en 1988 de las tres empresas del subsector (31,2 TWh) se situaron ligeramente por encima de los alcanzados en 1987 (30,8 TWh) y reducidos respecto a las proyecciones de demanda de 1988 en un 7%. Por otra parte, los ingresos por ventas consolidadas presentan una disminución del orden del 14% frente a los valores originalmente proyectados. Dicha reducción en los ingresos por ventas se estima en el orden de US\$160 millones para el subsector consolidado.
- 2.60 Por otra parte, la estructura de los costos operativos de las empresas experimentó también variaciones debido a la crisis energética. De un lado, la crisis obligó a las empresas a la utilización plena del parque térmico disponible, originándose un mayor consumo de combustibles y mayores costos de generación por la utilización de un parque térmico antiguo e ineficiente, con rendimiento calórico muy bajo. En efecto, durante el año 1988, la generación térmica a nivel del DUC experimentó un aumento del 41% respecto al año de 1987, mientras la generación hidráulica se redujo en un 32% y la nuclear un 11%. Sin embargo, los costos asociados por el mayor consumo de combustibles, originado en el uso intensivo del parque térmico, se vieron compensados en parte, en razón de que los precios de los combustibles también experimentaron una reducción en términos reales.
- 2.61 La variación más importante en la estructura de costos de las empresas se presentó en los costos de personal, debido principalmente a incrementos salariales y a un mayor número de horas extras originadas parcialmente en mantenimiento y reparaciones del parque generador y su sistema asociado. A nivel consolidado, el número de empleados experimentó un aumento no significativo del orden de 309 funcionarios (para un total de 34.000). En estas circunstancias, el componente de costos por personal experimentó un aumento a nivel consolidado del subsector del equivalente de US\$77 millones frente a las estimaciones proyectadas para el año 1988, no cumpliéndose con las expectativas de mantener niveles equivalentes a los de inicio del año.

---

1/ Deflactadas por el Índice de Precios Mayoristas No Agropecuarios.

- 2.62 Con base en lo expuesto, los resultados operacionales de las empresas nacionales del subsector, fueron negativos en cada una de ellas, arrojando una pérdida operacional consolidada del equivalente de US\$361 millones. Dichos resultados no permitieron que se alcanzaran en 1988 las metas contractuales previstas para los indicadores financieros básicos, referentes al margen operacional y al porcentaje de contribución de la generación interna de fondos a los programas de inversión de las empresas, tal como se muestra a continuación:

	<u>AyEE</u> %	<u>HIDRONOR</u> %	<u>SEGBA</u> %
<u>% Margen Operacional</u> <sup>a/</sup>			
Real 1988	-16,7	9,0	-7,9
Previsto - Contractualmente	7,0	22,0	7,0
<u>% Contribución a Inversión</u> <sup>b/</sup>			
Real 1988	-49,2	6,8	-18,5
Previsto Contractualmente	0	10	10

a/ Definido como la diferencia entre los ingresos operacionales, menos los gastos de operaciones excluida la depreciación, expresados como un porcentaje de los ingresos operacionales.

b/ Definido como (Generación Interna de Fondos + aportes de los Fondos Eléctricos-servicio deuda neta)/Programa de construcción.

- 2.63 Los resultados del cuadro precedente muestran que en el caso de AyEE y SEGBA, los ingresos por tarifas no alcanzaron a cubrir los gastos erogables de caja, en cambio HIDRONOR, presenta un margen positivo de cobertura de sus gastos erogables y parte de la depreciación. En lo que respecta a la contribución de la generación interna de fondos a los programas de inversión, su comportamiento fue errático debido en parte a que los valores estimados a ser recibidos de los Fondos Eléctricos cayeron por debajo de los montos estimados (US\$185 millones) en aproximadamente US\$55 millones. Por otra parte, los montos realizados de inversión consolidada (US\$439 millones) fueron a su vez, menores a los proyectados en el equivalente de US\$43 millones dadas las restricciones financieras de las empresas, así como por la generación interna neta de fondos negativa que originaron las empresas AyEE y SEGBA. Con el objeto de cuantificar el impacto de la crisis energética en estos indicadores, se ha elaborado un ejercicio estimativo del orden de magnitud de los mismos, estimándose que el margen operacional podría haber alcanzado -8,7, 36,0 y 4,6 para AyEE, HIDRONOR y SEGBA respectivamente, que si bien los acerca a las metas contractuales, aún reflejarían una inadecuada cobertura de gastos erogables en el caso de AyEE y de SEGBA, debido principalmente a que no se alcanzaron los niveles tarifarios previstos como consecuencia del congelamiento tarifario experimentado en el último cuatrimestre del año, establecido en el marco del Plan Primavera.

- 2.64 En relación con la evolución de los indicadores financieros y operativos que se refieren a mejoras en el desempeño de las empresas del subsector, se obtuvo un comportamiento inferior a lo esperado, en especial los relacionados con el manejo del capital de trabajo. Efectivamente dadas las restricciones financieras de caja, las empresas AyEE y SEGBA han venido acumulando saldos importantes en sus cuentas por pagar especialmente con las empresas generadoras de energía (HIDRONOR, CTMSG y CNEA) y con las suministradoras de combustibles (Gas del Estado, YPF, YCF) ya que a su vez dichas empresas tienen dificultades en hacer efectivo el cobro de la energía facturada a las empresas provinciales (caso de AyEE) y a entes oficiales y estatales (caso SEGBA). Los días de venta pendientes de cobro al final de 1988 en el caso de HIDRONOR llegan a representar 333 días, en AyEE 337 días, en SEGBA 72 días, evidenciando de esta manera el uso de este mecanismo para cerrar la brecha financiera a través del capital circulante.

(c) Perspectivas 1989 y 1990

- 2.65 La situación financiera de las empresas del subsector se agravó aún más durante el primer semestre de 1989 como resultado del difícil contexto macroeconómico y político experimentado en ese período. Por una parte las tarifas medias de las empresas en términos reales cayeron vertiginosamente situándose en promedio en un 53% por debajo de los valores medios obtenidos a final del año 1988. De otra parte se continuaron presentando restricciones en la oferta y a los efectos de reducir el déficit se continuó con la reducción de la tensión del 5%, así como cortes en el servicio que se prolongaron durante los primeros cuatro meses del año, estimándose que las medidas anteriores restringieron la oferta en aproximadamente 750 GWh durante el primer semestre de 1989. A su vez, los márgenes operacionales de las empresas continuaron con una tendencia negativa creciente, llegando a valores negativos superiores al 100% para el mes de junio de 1989 en el caso de AyEE; del -158% para SEGBA y -223% para HIDRONOR. Para el segundo trimestre de 1989 el margen operacional consolidado descendió a porcentajes negativos del orden de 109%.
- 2.66 En julio de 1989, al asumir el nuevo gobierno, se tomaron importantes acciones tarifarias, luego de ajustar también los precios de los combustibles en general. Los ajustes tarifarios se estructuraron con el objetivo de lograr que los ingresos por tarifas de las empresas permitieran cubrir los costos erogables operativos de las empresas. A tales propósitos las tarifas medias se incrementaron en un 733% en valores nominales en el caso de SEGBA; 808% AyEE y 826% para HIDRONOR. Los incrementos descritos recompusieron las tarifas a los valores que tenían aproximadamente en agosto de 1988.
- 2.67 La SE con las empresas eléctricas han efectuado un estimativo preliminar de lo que sería el comportamiento operacional de las empresas en el segundo semestre del ejercicio 1989, estimándose que con la aplicación de las medidas tarifarias mencionadas, los resultados consolidados de las empresas arrojarán un margen operacional de cero, o cercano a esta cifra, durante el último trimestre de 1989 con lo que estarían cubriendo sus costos operativos de caja. Es evidente que, pese a la mejora señalada, no se lograría alcanzar las metas previstas

para este año, que situaban el margen operacional en 10% para AyEE; 47% HIDRONOR y 17% para SEGBA. A este respecto las autoridades argentinas manifestaron a los Bancos que dentro del programa de estabilización económica y de control de la inflación, no sería factible en lo que resta del año efectuar incrementos adicionales en las tarifas, los que resultarían incompatibles con la política macroeconómica trazada por el gobierno. Al mismo tiempo destacaron que el esfuerzo realizado con el ajuste tarifario del 10 de julio de 1989, se complementaría con medidas destinadas a mejorar los ingresos por venta mediante la eliminación gradual de subsidios, así como reducción de costos.

- 2.68 Entre tanto, dentro del marco de política económica y de las leyes de Emergencia Económica (vigente por 180 días y renovable por igual período) y de Reforma del Estado, recientemente sancionadas, se han empezado a tomar y/o a reglamentar algunas medidas que permitirán gradualmente ir reduciendo los costos operativos de las empresas y mejorar sus ingresos de operación. Tales medidas se refieren a: (i) suspensión por 180 días de los subsidios y subvenciones que afectan a las empresas públicas, para lo cual el MOSP está revisando los subsidios y tarifas especiales a los efectos de determinar si corresponde su otorgamiento excepcional o su eliminación; (ii) suspensión por 180 días de la contratación adicional de personal; y (iii) suspensión del régimen de Compre Nacional. Además de lo anterior se están implantando planes de acción a fin de reducir en el mediano plazo los coeficientes de pérdidas no técnicas, especialmente en el caso de SEGBA, así como la venta de activos no afectados al proceso productivo en las diferentes empresas de servicios públicos. Complementariamente se han girado instrucciones a las empresas nacionales y provinciales a fin de cancelar oportunamente los consumos de combustibles y compras de energía. A este respecto la SE hace el seguimiento de los pagos efectuados por las empresas, habiéndose cumplido por parte de SEGBA con las obligaciones correspondientes a los vencimientos de agosto y de septiembre de 1989. Se siguen presentando dificultades con los cobros por parte de AyEE a las empresas provinciales, para lo cual se preve implantar los mecanismos correspondientes a fin de afectar directamente los saldos vencidos contra sus ingresos provenientes de la coparticipación federal de impuestos, proceso que requerirá de los acuerdos políticos correspondientes.
- 2.69 El gobierno argentino a través del Ministerio de Economía y del MOSP estableció como objetivo alcanzar en el año 1990 un margen operacional promedio del 8% a nivel consolidado del subsector; para lo cual si fuera necesario se iniciaría una recuperación tarifaria en términos reales, a partir de abril de 1990. La información financiera presentada a los Bancos para el ejercicio de 1990 da como resultado que las empresas nacionales obtendrían para AyEE 4%, 9% para SEGBA y 11% para HIDRONOR, que en forma consolidada representarían un 8%.
- 2.70 Como se puede apreciar, dentro del proceso de ajuste económico trazado por el gobierno, y en lo que respecta específicamente al subsector eléctrico, el gobierno ha tomado medidas importantes tendientes a recomponer los niveles tarifarios. A su vez se encuentra en proceso de

estudio y ejecución todo un conjunto de medidas enmarcadas dentro de las leyes de Reforma del Estado y de Emergencia Económica las que una vez reglamentadas y puestas en ejecución permitirán establecer el marco apropiado para mejorar la eficiencia operativa de las empresas. Corresponde señalar que el gobierno ha logrado un acuerdo con el FMI, lo que le permitiría adelantar una nueva ronda de negociaciones con el Club de París y bancos acreedores, dentro de los cuales la deuda externa de las empresas eléctricas forma una parte importante. Dentro de este contexto, se considera que podría ser prematuro definir en esta ocasión los indicadores financieros específicos para cada empresa a ser alcanzados durante 1991 y 1992, por lo que se estima que sería más apropiado efectuar una revisión detallada de la situación financiera de las empresas del subsector, en la revisión anual programada contractualmente para mayo de 1990, así como en oportunidad del análisis del eventual préstamo sectorial eléctrico bajo estudio en forma conjunta con el Banco Mundial para ese mismo año, en consideración de que para esa época ya se habrían consolidado la mayoría de las acciones que en la actualidad se encuentran en proceso de estudio y reglamentación.

- 2.71 Con base en lo anterior, y dado que no se tienen las proyecciones financieras para los años 1991 y siguientes se recomienda no incluir en el contrato de garantía del préstamo propuesto los indicadores financieros específicos para cada uno de estos años. En sustitución de los mismos y mientras se revalúen estos indicadores en la revisión anual del subsector a efectuarse en mayo de 1990, se ha estimado como meta a ser alcanzada en el año 1992, un margen operacional consolidado del subsector del 20% que resulta compatible con los valores originales pactados en el contrato de garantía del préstamo 555/OC-RG para 1990. Esta propuesta es concordante con el atraso de dos años que muestra la evolución de los indicadores financieros del subsector en su conjunto. El logro de esta meta sería monitoreada por el Banco durante las mencionadas reuniones anuales y, a la vez, se alcanzarían los acuerdos con las autoridades argentinas a los propósitos de su consecución. En relación con los años 1990 y 1991, en la mencionada reunión anual se establecerían los márgenes operacionales a nivel de las empresas nacionales y su correspondiente porcentaje de contribución de la generación interna neta de fondos a sus programas de inversión (ver Apéndice 4).
- 2.72 Paralelamente, y por las mismas razones expuestas en el párrafo anterior, se han negociado con las autoridades argentinas el logro de una contribución de la generación interna neta de fondos a los programas de inversión de las empresas no inferior al 30% a ser alcanzada para el año 1992 (ver Apéndice 4).

#### F. Cumplimiento de Obligaciones Contractuales

##### 1. De Tipo Institucional

- 2.73 El análisis realizado sobre el cumplimiento de las obligaciones contractuales del subsector eléctrico argentino contenidas en el

contrato de garantía del préstamo 555/OC-RG, muestra que se ha cumplido con la presentación de los estudios relacionados con el plan de expansión del subsector, con la evaluación de las condiciones de operación del parque térmico existente en unidades de más de 60 MW, con el estudio de tarifas a costo marginal, con el estudio del marco legal e institucional del subsector, así como la factibilidad, organización y esquema para el sistema de transmisión asociado a Yacyretá, han sido cumplidas. Se han presentado atrasos en la preparación de información adicional solicitada por el BID y el Banco Mundial para varios de los estudios (plan de expansión, estudio de tarifas) y está pendiente la revisión que de esos estudios desea llevar a cabo el nuevo gobierno del país (marco legal e institucional del subsector, estudio de tarifas).

- 2.74 Con respecto a la preparación y presentación a los Bancos de los planes de implantación de las recomendaciones que emanan de los estudios realizados, se aprecia un atraso de aproximadamente 12 a 15 meses en relación a los períodos originalmente establecidos en el préstamo 555/OC-RG. El desfase producido se debe principalmente a la paralización en la toma de decisiones de mediano y largo plazo que se produjo en el país y en el subsector a partir del inicio del año 1989, y a la necesidad planteada por las nuevas autoridades en el sentido de efectuar una revisión de lo actuado por el gobierno anterior con el objeto de asumir los compromisos correspondientes con los Bancos. La Administración del BID llevó a cabo un análisis exhaustivo de cada una de las cláusulas contractuales y haciendo uso de sus facultades aprobó las prórrogas necesarias que se reflejan en los documentos normativos que se acompañan como Apéndices a esta Propuesta de Préstamo.

## 2. De Indole Financiero

- 2.75 Como se explica en forma detallada en los párrafos 2.55 a 2.72 durante el análisis de la operación de préstamo anterior a Yacyretá se acordó con el garante el establecimiento de un Plan de Rehabilitación Financiera del Subsector Eléctrico con el propósito de que las empresas controladas por la Secretaría de Energía alcanzaran un mejoramiento sostenido de sus finanzas, obtuvieran una recomposición de sus ingresos netos operacionales, generaran un porcentaje creciente de contribución de la Generación Interna de Fondos a los programas de inversión y aumentara la capacidad de autofinanciamiento del subsector eléctrico para reducir las transferencias del gobierno a las empresas. Los resultados alcanzados en 1988 y los previstos para 1989 muestran que la disminución de la venta de energía unida a los otros factores derivados de la crisis energética determinan que los indicadores de margen operacional y de contribución a la inversión por parte de las empresas AyEE, HIDRONOR y SEGBA sea muy inferior a lo programado. La Administración del BID ha otorgado una dispensa con respecto a los índices de 1988 y 1989, teniendo en cuenta que los resultados de esos años no pueden ser modificados.
- 2.76 Con respecto al cumplimiento de las cláusulas contractuales de la Entidad Binacional Yacyretá, la mayoría de ellas entrará en vigencia al momento en que el proyecto inicie su operación comercial, prevista para febrero de 1993. Con respecto al programa de relocalización de

familias a ser afectadas por el llenado del embalse del proyecto, aún cuando se reconoce la alta calidad del trabajo realizado hasta la fecha, la falta de disponibilidad oportuna de recursos financieros impidió cumplir en forma satisfactoria el cronograma de actividades durante 1989. Esta situación provocó la disminución de las holguras que existían en el programa de ejecución, siendo indispensable llevar a cabo las actividades previstas para los próximos años dentro de los plazos actualmente establecidos. Las recomendaciones que se han incorporado en este documento tienden a mejorar la capacidad de la Entidad Binacional para enfrentar el nuevo cronograma de ejecución y permitir un mejor seguimiento por parte del Banco.

- 2.77 Los informes presentados por EBY sobre el cumplimiento de las actividades previstas en el programa de medio ambiente se consideran satisfactorios y responden a las recomendaciones que han emanado de los numerosos estudios realizados. En todo caso, se continuará efectuando un seguimiento estrecho de este aspecto, con la elaboración de los informes periódicos de avance.
- 2.78 En el futuro se estima que la mayor atención deberá concentrarse en la adopción de medidas por parte del gobierno argentino que le permitan al subsector eléctrico mejorar su eficiencia financiera, colaborando de esta forma con las orientaciones de política tendientes a eliminar la dependencia que ese subsector tiene de los aportes del Tesoro para el cumplimiento de sus obligaciones financieras. Asimismo, se deberá dar mayor énfasis a la necesidad de que se presente dentro de los primeros cuatro meses de cada año durante el período de ejecución evidencia de que la EBY dispone de los recursos necesarios para cumplir con todas las obligaciones financieras del proyecto (servicio de la deuda e inversiones).

### III. EL PROYECTO, COSTO, FINANCIAMIENTO Y EJECUCION

#### A. Objetivos

- 3.01 El proyecto tiene como objeto la construcción de una central hidroeléctrica con una capacidad nominal instalada de 2.700 MW y alrededor de 20.000 GWh de energía anual, la cual forma parte del plan de expansión de generación de mínimo costo del sistema interconectado nacional, y permitirá contribuir a satisfacer los requerimientos de energía eléctrica previstos para Argentina y Paraguay.
- 3.02 Adicionalmente el proyecto contribuirá al mejoramiento de la navegación, el control de crecidas, la interconexión vial entre Argentina y Paraguay y el desarrollo del riego, piscicultura y turismo.

#### B. Descripción

- 3.03 El proyecto se localiza sobre el río Paraná, 90 km aguas abajo de las ciudades de Posadas y Encarnación y está compuesto por las siguientes obras:

- (a) Central generadora con 20 unidades de 135 MW cada una y una subestación elevadora, desde donde parten las líneas de 230 kV a Paraguay y de 500 kV a la Argentina.
- (b) Las obras de embalse con un volumen de 21.000 Hm<sup>3</sup> y una superficie de 1.700 km<sup>2</sup>, constituidas por presas de tierra de aproximadamente 70 km de longitud, una esclusa de navegación, dos vertederos y estructuras de riego.
- (c) Conjunto de viviendas para la relocalización de aproximadamente 35.000 personas y de obras de infraestructura afectadas por el embalse en ambas márgenes del río Paraná.
- (d) Obras de protección de la cuenca del arroyo Aguapey, mediante presa y canal de trasvase y protección de la población de Carmen de Paraná, a la altura del arroyo Tacuary.
- (e) Protección del medio ambiente que preve dentro del cuerpo de la central instalaciones para la circulación de los peces hacia aguas arriba, reservas para la fauna existente en la zona inundada y limpieza del embalse.

C. Costo y Financiamiento

1. Costo

- 3.04 El estimativo de costos que se muestra en el siguiente cuadro asciende a US\$5.986,2 millones, de los cuales US\$3.183,7 millones corresponden a inversiones ya realizadas al 31 de diciembre de 1988 y el saldo de US\$2.802,5 millones son las estimaciones a invertir entre los años 1989 y 1996, año este último de terminación del proyecto.



# INVERSION Y PLAN FINANCIERO

(en millones de US\$)

	BID			Contrapartida Local				Total
	346/OC-RG	555/OC-RG	Propuesto	BIRF		Credit	Gobierno	
				1761-AR	2998-AR	Export	AR	
1. INGENIERIA Y ADMINISTRACION	51,5	29,0	10,3	40,5	29,2	-	820,4	980,9
1.1 Ingeniería y Dirección	51,5	29,0	10,3	40,5	29,2	-	342,0	502,7
1.2 Adm. y Gastos Generales	-	-	-	-	-	-	478,4	478,4
2. COSTO DIRECTO CONSTRUCCION	141,5	152,3	186,0	169,5	177,2	743,6	1.812,0	3.382,1
2.1 Obras Preliminares	-	-	-	-	-	-	337,3	337,3
2.2 Obras Civiles y Seguros	141,5	152,3	186,0	169,5	177,2	179,5	839,2	1.845,2
2.3 Equipo de Generación	-	-	-	-	-	391,7	62,5	454,2
2.4 Equipo Electromecánico	-	-	-	-	-	172,4	97,0	269,4
2.5 Medio Ambiente	-	-	-	-	-	-	30,4	30,4
2.6 Indemnizaciones	-	-	-	-	-	-	127,1	127,1
2.7 Relocalizaciones	-	-	-	-	-	-	318,5	318,5
3. GASTOS FINANCIEROS	17,0	42,5	42,1	0,0	40,6	-	1.248,0	1.390,2
3.1 Intereses BID	14,9	40,0	39,6	-	-	-	111,0	205,5
3.2 Comisión Crédito BID	-	-	-	-	-	-	16,3	16,3
3.3 Inspección y Vigilancia	2,1	2,5	2,5	-	-	-	-	7,1
3.4 Intereses BIRF	-	-	-	-	40,6	-	164,4	205,0
3.5 Intereses Otros Créditos	-	-	-	-	-	-	956,3	956,3
4. GASTOS SIN ASIGNACION	0,0	26,2	11,6	0,0	3,0	56,4	135,8	233,0
4.1 Imprevistos	-	12,8	7,1	-	1,6	25,4	37,2	84,1
4.2 Escalamiento	-	13,4	4,5	-	1,4	31,0	98,6	148,9
TOTAL GENERAL	210,0	250,0	250,0	210,0	250,0	800,0 <sup>a/</sup>	4.016,2	5.986,2 <sup>b/</sup>
	=====	=====	=====	=====	=====	=====	=====	=====
PORCENTAJES	3,5	4,2	4,2	3,5	4,2	13,4	67,1	100,0

a/ Incluye US\$226,8 millones invertidos al 31 de diciembre de 1988.

b/ Incluye US\$3.183,7 millones invertidos al 31 de diciembre de 1988. No incluye US\$1.925,0 millones de intereses devengados de los préstamos de los Fondos y el Tesoro por no constituir un requerimiento financiero durante la ejecución del proyecto.

- 3.05 Con respecto a los gastos financieros se han evaluado dentro del costo del proyecto los intereses y comisiones de todos los préstamos de origen externo y local pagaderos durante el período de construcción hasta la entrada en operación de la primera unidad de generación de la central. Desde ese momento hasta la puesta en marcha de todas las unidades generadoras, lo que ocurre en un plazo de cuatro años, los cargos financieros imputables a la inversión guardan relación con los intereses de los créditos de exportación y por lo tanto van decreciendo acorde con el número de máquinas que van entrando en servicio cada año.
- 3.06 Cabe destacar que en los gastos financieros incluidos dentro del costo del proyecto no se han incluido los intereses de los préstamos del Gobierno Argentino, consistentes en los Fondos Energéticos, ya que si bien desde el punto de vista estrictamente contable forman parte del activo, en la realidad de acuerdo a los decretos del Gobierno, durante el período de construcción se van capitalizando y por lo tanto no constituyen para EBY un requerimiento de caja.
- 3.07 Una vez que la central alcance su generación anual promedio, la EBY con su generación interna de recursos atenderá sus gastos de operación y mantenimiento y el servicio de deuda de los otros préstamos y el saldo lo aplicará al pago parcial de los intereses de los referidos Fondos. La diferencia se seguirá capitalizando y recién a partir del año 1998 se comenzará a amortizar la totalidad de la deuda contraída con el gobierno.

## 2. Financiamiento

- 3.08 El financiamiento de las inversiones del proyecto se muestra en el siguiente cuadro:

**INVERSIONES Y FUENTES DE FINANCIAMIENTO**  
(en millones de US\$)

<u>INVERSIONES</u>	<u>Hasta Dic. 1988</u>	<u>1989 1996</u>	<u>Total</u>
Ingeniería y Administración	768,9	212,0	980,9
Costo Directo de Construcción	1727,9	1654,2	3382,1
Gastos Financieros	686,9	703,3	1390,2
Gastos Sin Asignación	-	233,0	233,0
<b>TOTAL</b>	<b>3183,7</b>	<b>2802,5</b>	<b>5986,2</b>
 <u>FUENTES</u>			
Préstamo BID 346/OC-RG	210,0	-	210,0
Préstamo BIRF 1761-AR	210,0	-	210,0
Préstamo BIRF 2998-AR	99,7	150,3	250,0
Préstamo BID 555/OC-RG	-	250,0 <u>1/</u>	250,0
Préstamo BID (propuesto)	-	250,0	250,0
Créditos por Obtener	-	200,0 <u>2/</u>	200,0
Créditos Exportación	226,8	573,2	800,0
Contrapartida Local <u>3/</u>	2437,2	1379,0	3816,2
<b>TOTAL</b>	<b>3183,7</b>	<b>2802,5</b>	<b>5986,2</b>

1/ Totalmente desembolsado a noviembre de 1989.

2/ Posible préstamo adicional del BIRF.

3/ Incluye aportes de Argentina provenientes del Banco Central, Bancos Comerciales, Fondos Energéticos, Aportes de Capital, Tesoro Nacional y Generación Interna de Fondos.

- 3.09 Las inversiones realizadas hasta Diciembre de 1988 en costos directos corresponden a las obras preliminares tales como campamentos, caminos de acceso, obradores y a las obras civiles principales que a esa fecha registran un avance del 60%, destacándose que el 8 de junio de 1989 se efectuó el desvío del brazo principal del río, primer hito importante de la obra. Los financiamientos del BID y el BIRF se han aplicado a los contratos de ingeniería y de las obras civiles principales, los cuales fueron objeto de competencia pública internacional.
- 3.10 Las obras civiles las están ejecutando un consorcio de firmas extranjeras, argentinas y paraguayas, coliderado por las empresas Impregilo de Italia y Dumez de Francia. Los servicios de ingeniería que comprenden los diseños constructivos y la supervisión de la ejecución están a cargo de un consorcio liderado por Harza Engineering de EEUU, con la participación de la empresa Lahmeyer de Alemania y otras firmas argentinas y paraguayas.
- 3.11 Con respecto a las inversiones por realizar, las mismas han sido ajustadas teniendo en cuenta la actualización del presupuesto de los equipos electromecánicos elaborada en junio de 1989 con base en costos

de equipos similares obtenidos en licitaciones internacionales recientes realizadas para el proyecto Piedra del Aguila. Los gastos financieros del proyecto, asociados con las mayores inversiones principalmente en equipos, sufrieron también aumentos, debidos a la actualización de las condiciones financieras reales de nuevos préstamos obtenidos en el período con proveedores y agencias (generadores, puentes grúa, equipo para transferencia de peces) y de los préstamos del Banco y del BIRF.

- 3.12 Durante el análisis del costo del proyecto se tomó conocimiento de que existen reclamos presentados por el contratista de las obras civiles principales que nominalmente superan los US\$200 millones y cuyo análisis en primera instancia está siendo llevado a cabo por el consorcio-consultor. Se considera que dada la incertidumbre actual sobre el valor final de los reclamos presentados por el contratista es necesario que el Banco lleve a cabo un análisis caso por caso en el momento en que le sean presentados, motivo por el cual no se reflejan en el costo incorporado en este documento. La cifra que finalmente se convenga sería pagadera en aproximadamente un 50% hacia el final de la obra. También se detectó un incremento originado en la necesidad de añadir puzolana al hormigón de la central; se está en proceso de negociar el precio de este rubro, estimándose que puede estar entre los US\$10 millones y US\$15 millones, lo que quedaría cubierto dentro del margen de imprevistos contemplado.
- 3.13 Los fondos del préstamo 555/OC-RG serán utilizados en su totalidad durante el último trimestre de 1989. Para completar el financiamiento del contrato principal de obras civiles y el de ingeniería se requieren alrededor de US\$450 millones adicionales previstos a ser financiados con el préstamo propuesto en este documento y el que aprobaría el Banco Mundial en 1990. El cuadro financiero se completa con créditos de exportación, líneas de crédito para equipos proporcionadas por el Banco Central de Argentina, los Fondos Energéticos de Argentina y la generación interna de Yacyretá a partir de 1993, fecha en la cual la central empieza a generar.
- 3.14 De acuerdo a lo anterior, el financiamiento que quedaría sin completar corresponde a los contratos de ingeniería y obras civiles principales, que han venido siendo cubiertos en su totalidad por los préstamos de los Bancos. Las inversiones directas en el período 1990-1991 de estos contratos alcanza los US\$400 millones; a partir de 1991 la inversión se reduce considerablemente y puede ser absorbida por los recursos locales asignados al proyecto. Para cubrir parcialmente los requerimientos de 1990 que son del orden de US\$260 millones en costos directos, EBY y el Gobierno Argentino han solicitado al Banco un apoyo coyuntural, mientras que a través de una operación de tipo sectorial con el BIRF, prevista a concretarse durante 1990, se obtendría el remanente de financiamiento, incluyendo el pago de parte de los intereses de los préstamos de cada Banco.
- 3.15 Además de este contrato principal existen otros cuyas fuentes aún no han sido aseguradas y que son: (a) los créditos de las agencias de exportación y proveedores de los equipos aún no licitados que cubren el

costo en divisas de los mismos; y (b) los créditos del Banco Central por la moneda local argentina correspondiente al mismo equipo. En las revisiones anuales contempladas para hacer el seguimiento de la marcha del subsector, EBY deberá demostrar que ha ido obteniendo este financiamiento.

### 3. Utilización de los Recursos del BID

- 3.16 El monto del préstamo propuesto asciende a US\$250 millones y tendría un período de gracia de 5 años y un plazo de amortización de 20 años. Los recursos del préstamo que se asignarían al financiamiento de la ingeniería y la obra civil del proyecto se desembolsarían entre 1990 y parte de 1991, motivo por el cual se propone un período de desembolso de 2 años. El período de gracia de 5 años que se propone en este documento está relacionado con la generación interna de recursos de Yacyretá una vez iniciada su operación comercial, ya que durante estos años continuaría la ejecución de la obra y en 1994, EBY comenzaría a disponer de los recursos necesarios para empezar la amortización del préstamo que se recomienda en este documento.
- 3.17 El préstamo como se indicó se desembolsaría básicamente durante 1990 y 1991, y se mantendría el criterio de las operaciones anteriores de aplicarlo al pago de los contratos de ingeniería y de obras civiles principales, utilizando una porción para el pago parcial de intereses de este préstamo y de los dos anteriores durante el período de desembolso propuesto. Teniendo en cuenta que la eventual operación adicional del BIRF no sería paralela como las anteriores, el préstamo del Banco cubriría inicialmente la totalidad de los requerimientos financieros de los contratos de ingeniería y obras civiles. Una vez aprobado el nuevo financiamiento del BIRF se definiría el pari-passu de ambos financiamientos.

### D. Ejecución del Proyecto

#### 1. Estado de Avance

- 3.18 Al 30 de septiembre de 1989 el contrato de obras civiles principales registra el siguiente avance: (a) las obras de hormigón de la esclusa están terminadas y en ejecución los montajes de equipos; (b) se efectuó el 8 de junio de 1989 el desvío del brazo principal del río Paraná y se está preparando el lecho del río para construir el tramo de presa principal de cierre; (c) en presas se ha avanzado un 50%, estando los dos tramos más extensos, que son los de la isla y margen derecha con avances del 65% y 40% respectivamente; (d) en la central se ha colocado el 45% del hormigón y realizado el 75% de las excavaciones; y (e) el vertedero Aña-Cuá tiene ejecutado el 95% de las excavaciones y el 85% de los hormigones. La obra cumple estrictamente el cronograma de ejecución vigente desde la reprogramación de 1985 y registra incluso adelantos en las obras del brazo Aña-Cuá y las presas de cierre. El avance ponderado total se estima en el 60%.
- 3.19 En lo referente a equipamiento electromecánico, que no es financiado por los Bancos, además de los contratos suscritos en 1987 para

turbinas, primeros 10 generadores, compuertas y equipamiento esclusa, a fines de 1988 se suscribieron el contrato para los puentes-grúa de la central con el consorcio COMETARSA (AR)-P&H (EEUU) por el equivalente a US\$5,4 millones y el contrato para instalaciones para transferencia de peces con RIVA CALZONI (IT) por el equivalente a US\$2,6 millones. Durante el último trimestre de 1989 se espera adjudicar y contratar los segundos 10 generadores, los pórticos grúa de la central y los transformadores principales, con lo cual se concluirá con la adquisición de los equipos principales. El equipamiento secundario y las instalaciones de la subestación se adquirirán durante 1990 y 1991.

## 2. Terminación del Proyecto

- 3.20 Se mantiene el programa de ejecución del proyecto acordado a finales de 1985, luego de la reprogramación efectuada para adaptarlo a las disponibilidades financieras y a las condiciones de crecimiento de la demanda. Las obras faltantes se desarrollarán en el período 1989-1996, conforme el siguiente cronograma de inversiones y de desembolsos de las principales fuentes de financiamiento.

	(en millones de US\$)				
	<u>1989</u>	<u>1990</u>	<u>1991</u>	<u>1992/96</u>	<u>Total</u>
<u>INVERSIONES</u>	589,2	619,1	577,1	1017,1	2802,5
<u>FUENTES</u>	589,2	619,1	577,1	1017,1	2802,5
Préstamos BID <sup>1/</sup>	236,3	230,8	32,9	-	500,0
Otros Financ. Ext.	201,1	178,3	86,8	457,3	923,5
Recursos Locales	151,8	210,0	457,4	559,8	1379,0

<sup>1/</sup> Préstamo 555/OC-RG por US\$250 millones y el propuesto.

- 3.21 En cuanto a la ejecución física se mantienen las siguientes fechas claves dentro del cronograma en desarrollo:

(a) Desvío del río: Brazo Principal	Jun/89 - Cumplida
Brazo Aña-Cuá	Jun/90
(b) Llenado del embalse	Nov/92
(c) Primera Unidad en Servicio	Feb/93
(d) Todas las Unidades en Servicio	Nov/96

## 3. Anticipo de Fondos

- 3.22 El proyecto se encuentra en su período de máxima inversión en obras civiles con certificaciones mensuales cercanas a los US\$20 millones. A fin de facilitar los pagos a los contratistas se recomienda constituir un anticipo de fondos por un monto equivalente al 20% del préstamo, porcentaje que cubriría gastos a ser efectuados dentro de cuatro meses, de conformidad con las normas del Banco.

**E. Evaluación a Posteriori**

- 3.23 En el préstamo anterior 555/OC-RG se estableció la presentación de un informe de evaluación a posteriori, a los efectos de evaluar los resultados obtenidos con la ejecución del proyecto en los aspectos técnicos, económicos, financieros, ambientales y de relocalización. En el párrafo 6.01 del Anexo A de dicho contrato se establecen las pautas para la evaluación, mismas que se recomienda mantener para el préstamo propuesto (ver Recomendaciones).
- 3.24 Complementariamente a lo anterior también se estableció la presentación antes del 30 de abril y el 31 de octubre de cada año de un informe sobre el cumplimiento de los programas de relocalizaciones y de protección del medio ambiente, a ser elaborado conforme lo indicado en el párrafo 7.01 del Anexo A del Contrato 555/OC-RG, los cuales se recomienda mantener para la operación propuesta (ver Recomendaciones). EBY ha cumplido con la presentación de los dos primeros informes, los que en general han correspondido a lo solicitado por el Banco, habiéndosele transmitido observaciones para mejorar su calidad, especialmente en lo relativo a la uniformidad de los datos para los dos márgenes.

**F. Operación y Mantenimiento**

- 3.25 La explotación de la central quedará a cargo de EBY, que para esos efectos deberá constituir una organización adecuada, ya que la actual cuenta con el personal y la estructura necesaria para administrar y supervisar la ejecución del proyecto. Con ese objeto se estableció en el préstamo anterior una disposición contractual que requiere que el prestatario presente seis meses antes de la entrada en servicio de la central, la organización que contará para atender la operación y mantenimiento de la planta. Se recomienda mantener esta obligación contractual en los mismos términos (ver Recomendaciones).

**G. Auditoría Externa**

- 3.26 Los estados financieros del proyecto, durante su ejecución, y los del prestatario, durante la vigencia del contrato de préstamo, se presentarán anualmente al Banco auditados por una firma de contadores públicos independiente, siguiendo procedimientos satisfactorios para el Banco (ver Recomendaciones). EBY ha venido cumpliendo satisfactoriamente con esta disposición contractual, habiendo entregado oportunamente los estados financieros dictaminados por un consorcio de firmas argentino-paraguayo.

**H. Inspección y Vigilancia**

- 3.27 La inspección y vigilancia del proyecto por parte del BID ha estado a cargo de la Representación del Banco en Argentina.

**I. Programa de Relocalizaciones**

- 3.28 El programa de relocalizaciones comprende tres aspectos principales: (i) relocalización de afectados en áreas urbanas; (ii) relocalización

de afectados en áreas rurales; y (iii) reposición de obras de infraestructura y de servicios. Los dos primeros componentes se complementan con un Programa de Acción Social (PAS) encaminado a atender a la población afectada en todas las etapas del proceso de relocalización y con un Sistema de Evaluación y Seguimiento (SISEME), establecido para efectuar la evaluación, monitoreo, programación y ajuste de todas las acciones de relocalización, el estudio ex-ante, durante y después de la relocalización de la población y para obtener las bases para una evaluación ex-post del programa.

- 3.29 En relocalizaciones urbanas se afectan 5.101 familias en Argentina y 1.909 familias en el Paraguay, para un total de 7.010 familias. El total relocalizable se estima en 4.338 familias (20.822 personas) en Argentina y 1.714 familias (8.400 personas) en el Paraguay, para un total de 6.052 familias o 29.222 personas. El resto o sea 958 familias serían indemnizadas por decisión de los afectados. La mayor parte de la población afectada se encuentra en las ciudades de Posadas, Argentina y Encarnación, Paraguay.
- 3.30 Los afectados rurales son en su mayoría del lado paraguayo. En efecto, en Paraguay se incluyen 1.418 familias (6.950 personas), mientras que en lado argentino sólo 381 familias (1.230 personas), de los cuales se relocalizarían 260 familias. En la margen paraguaya se destaca la presencia de 20 familias integrantes de la tribu indígena MBA-PU (ver párrafo 3.34).
- 3.31 Con el llenado del embalse se afectarán obras de infraestructura tales como instalaciones viales, portuarias, ferroviarias, de servicios públicos y comunitario, y de industrias y comercios. Las obras más importantes corresponden a 150 km de vías férreas; 250 olerías (productores de cerámica), 500 establecimientos comerciales en Encarnación, las instalaciones portuarias y de toma de agua para acueducto de las ciudades de Posadas y Encarnación, 17 escuelas, y redes eléctricas y telefónicas.
- 3.32 Las actividades preparatorias de las relocalizaciones urbanas se iniciaron desde 1980. A la fecha se han construido 782 (18%) viviendas en Posadas y se encuentran en construcción 1.018 (23,5%) viviendas adicionales y en proceso de licitación otras 1.156 (26,6%). Se han relocalizado 584 (13,5%) familias e indemnizado a 231. En la margen paraguaya se encuentran en construcción 401 viviendas en Encarnación (23,3%) y en licitación 657 (38,8%). No se ha efectuado reubicación de familias. El ritmo de avance del programa durante 1989 ha sido menor que el previsto, especialmente por problemas de tipo financiero y la situación especial vivida en Argentina durante el primer semestre; luego, en el tercer trimestre se ha visto afectado temporalmente mientras las autoridades del nuevo gobierno tomaron posesión. La holgura actual para la ejecución del programa es mínima teniendo en cuenta que la totalidad de las actividades deben concluirse en 1992 para poder efectuar el llenado del embalse. En los 36 meses restantes se requiere relocalizar 3.754 familias en Posadas, lo que representa un promedio de 100 familias mensuales para poder cumplir las metas. Por



lo expuesto, se recomienda incluir en el eventual contrato de préstamo una disposición mediante la cual EBY deberá presentar, a más tardar el 30 de abril de 1990, evidencia de que ha implantado el plan de fortalecimiento de las unidades de relocalizaciones y medio ambiente (ver Recomendaciones). En Encarnación, si bien se ha avanzado con más lentitud, la situación es menos crítica por el número de la población involucrada en el proceso de relocalización.

- 3.33 En el área rural no se ha registrado avance físico durante 1989. En el lado argentino existen 15 unidades (5,8%) ocupadas con reasentados. Se encuentran construidas 40 unidades (3%) en el Paraguay, de las cuales se han ocupado 20. En noviembre de 1988 se realizó la entrega y se produjo oficialmente el asentamiento de las 20 familias (102 personas) de la tribu indígena MBA-PU del Paraguay; se les otorgó un área de 339 Ha, apta para labores agrícolas que explotan según sus costumbres mediante sistema comunitario, sin divisiones ni propiedad específica por familia. Se les ha otorgado asesoría y colaboración para la construcción de sus viviendas, tipo choza con materiales de la zona y materiales, semillas y herramientas para cultivos de maíz, maní, frijol y mandioca. El programa rural debe ser objeto de una importante reactivación a partir del año 1990.
- 3.34 En lo relacionado con la reposición de infraestructura se ha avanzado en el llamado a precalificación para las obras ferroviarias de ambas márgenes, con el pedido de financiamiento para las mismas. Estas obras representan el 40% en costo de las obras de relocalizaciones faltantes; la apertura del sobre No. 1 se efectuará en noviembre de 1989. Conjuntamente con las autoridades municipales de Encarnación y de Posadas se está analizando la ubicación y el tamaño del puerto en cada ciudad, asunto que debe quedar resuelto en diciembre de 1989. Se encuentran ejecutadas en un 90% las obras de la toma de agua para Posadas y en licitación la relocalización de la toma de agua y planta de tratamiento de Encarnación. Dada la diversidad de las obras previstas se recomienda que EBY presente, a más tardar el 30 de abril de 1990, un programa detallado de ejecución por el sistema de ruta crítica, que integren las obras faltantes en las dos márgenes en las áreas urbana y rural (ver Recomendaciones).
- 3.35 En relación con la industria cerámica (oleros), se está terminando la actualización del censo de afectados y analizando soluciones alternativas de ubicación en función de las zonas de suelos aptas disponibles y con base en posibilidades de explotación comunitaria de áreas con reubicación de vivienda separada; los estudios correspondientes se terminarán en diciembre de 1989. Sobre este particular, se recomienda que la solución para la relocalización de la industria cerámica para ambas márgenes sea informada al Banco en oportunidad de la presentación del informe semestral al 30 de abril de 1990 (ver Apéndice 3).
- 3.36 En el préstamo anterior, 555/OC-RG, se estableció que tanto los programas de relocalizaciones como de reposición de infraestructura en Encarnación, deberían desarrollarse de acuerdo a un Plan Director. EBY

presentó los lineamientos básicos del Plan y el mismo está siendo ajustado para considerar la decisión adoptada de recuperar parte del territorio inundable de la ciudad e incluir el plan de obras y uso del suelo en esta área. Además las nuevas autoridades de la Entidad Binacional, tanto paraguayas como argentinas, se encuentran revisando el alcance y justificación del plan definido. Dada la importancia del Plan para poder agilizar ordenadamente las actividades de relocalización, se requiere disponer de la versión definitiva a la brevedad posible. Por consiguiente, se recomienda que en el informe semestral a presentarse el 30 de abril de 1990, EBY deberá presentar el Plan Director definitivo de Encarnación incluyendo el cronograma y los costos de su ejecución, así como el estudio de factibilidad técnica y económica de la protección del área de recuperación de la zona costera de la referida ciudad (ver Apéndice 3). En forma similar, en la ciudad de Posadas se está terminando de elaborar un Plan de Saneamiento y Sanitario (no es condición contractual del Banco pero sí del BIRF) destinado a definir el plan maestro de acueducto y alcantarillado de la ciudad y las obras de protección costera principalmente; en diciembre de 1989 se preve su terminación.

- 3.37 Los programas PAS se desarrollan en ambas márgenes de acuerdo a subprogramas que contemplan planes de capacitación laboral, adaptación habitacional, salud pública, regularización documentaria, coordinación interinstitucional, promoción comunitaria y asistencia a beneficiarios rurales y semirurales. EBY desarrolla estas actividades con personal propio y a través de convenios con los Ministerios de Salud, Educación, Bienestar Social y las Universidades de la zona y los municipios. Los programas se han venido desarrollando en tres fases: antes, durante y después de la relocalización. Si bien las actividades han sido llevadas a cabo en forma coordinada, especialmente del lado Argentino, aún puede mejorarse el aspecto de participación de los afectados, tanto a nivel institucional como comunitario y con los gobiernos locales. En este aspecto se han presentado al Banco observaciones de las comunidades a los programas, que han sido transmitidas a EBY para que sean tenidas en cuenta en sus planes de acción; se anota sin embargo, que este fenómeno es previsible e incremental a medida que se acerca el plazo para el llenado del embalse y la población puede visualizar como en este caso, el avance de la obra principal. EBY está tomando acciones para mejorar la participación comunitaria mediante reuniones, programas de difusión y suscripción o ampliación de convenios con las instituciones del área. Dentro del plan de fortalecimiento que se recomienda de las unidades de relocalizaciones mencionado en el párrafo 3.32, se contempla la contratación de personal adicional idóneo para llevar a cabo los Programas de Acción Social.
- 3.38 El SISEME fue implantado durante el segundo semestre de 1988, así como la base de datos correspondiente. Se han definido en la margen Argentina en una primera etapa, dos grupos de 50 familias, uno correspondiente a relocalizados y otro a no relocalizados, para estudiarlos en todas las fases del proceso; dentro 1990 se incorporarán otros grupos. Se han producido dos informes de resultados. En la margen paraguaya se ha procedido con el ingreso de los datos de encuesta y se efectuó una aplicación experimental con un grupo de no

relocalizados. En esta margen se requiere la implantación del Sistema a la brevedad posible, por lo que se recomienda que en el informe semestral del 30 de abril de 1990 se presente evidencia de que se ha efectuado dicha implantación (ver Apéndice 3).

- 3.39 Debido al largo período transcurrido desde la iniciación del proyecto, se han producido cambios en la población censada originalmente en 1979, correspondientes a hogares derivados, desafectados por abandono del sitio o muerte, e intrusos. En cuanto a los intrusos se han identificado 1.236 familias en Posadas, 1.055 familias en Encarnación y 200 familias en el área rural paraguaya. Aunque la solución del problema aún no está acordada y está previsto presentarla al Banco en el informe semestral de octubre de 1991, en principio del lado argentino no se modificaría sustancialmente el número de viviendas originales, ya que el número de intrusos es prácticamente igual que las bajas desde el censo de 1979 por rectificación y materialización de cota, fallecimiento y abandono de la zona. Del lado paraguayo el problema sería más crítico y se están estudiando soluciones analizando los casos según sean hogares derivados, ocupantes antes del inicio de las obras civiles principales (Dic/83), ocupantes antes del inicio de las obras de vivienda en Encarnación (Ene/87) y ocupantes desde 1987. EBY con la colaboración de la municipalidades de Encarnación y Posadas está implantando medidas de control para evitar que el problema continúe en aumento. Se considera que este es un asunto que requiere un seguimiento estricto, por lo que se recomienda que EBY presente con el informe semestral al 30 de abril de 1990, la actualización del censo de este tipo de afectados. Asimismo, conforme lo convenido en el préstamo 555/OC-RG, EBY presentará al Banco las alternativas de solución a este problema al 30 de abril de 1991 y la solución definitiva para el 31 de octubre de 1991. Estos plazos son compatibles con la fecha de llenado del embalse (ver Apéndice 3).

#### J. Impacto Ambiental

- 3.40 El proyecto Yacyretá crea un lago de  $1.700 \text{ km}^2$ , de los cuales  $1.120 \text{ km}^2$  son áreas inundadas y el resto forma parte del lecho del río. Buena parte del área inundada corresponde a cerca de 300 islas existentes en dicha zona del río. Desde el año 1977 se han venido realizando estudios sobre el impacto ambiental del proyecto y definiendo planes de acción, que concluyeron en la formulación, en 1987, del Plan Maestro de Gestión Ambiental. Este Plan fue analizado por el Banco y el BIRF y considerado adecuado para los propósitos del mismo. Actualmente EBY está procediendo a su actualización, incorporando los resultados y recomendaciones de los estudios y actividades efectuados por expertos en la materia, así como las recientes normas aprobadas por la Secretaría de Energía respecto al impacto que tienen sobre el medio ambiente los proyectos hidroeléctricos. El Plan consiste de cuatro programas de acción denominados Directrices, Estudios Sectoriales, Estudios Especiales y Formación y Capacitación.
- 3.41 Tomando en cuenta sólo las actividades destacadas en los análisis anteriores del Banco y del BIRF, los aspectos más significativos de avance del Plan son los siguientes:

- (i) Se han concluido los estudios de base sobre calidad de agua, encontrándose en fase de definición un plan de monitoreo, que incluye la operación de una red de monitoreo y la ejecución de análisis específico en las zonas inundadas por el cierre del brazo principal del río.
  - (ii) Los estudios para desforestación del área del lago, incluyendo el análisis sobre modelo han sido terminados. Con ocasión del cierre del brazo principal del río Paraná, se efectuó una primera etapa de desbosque de 400 Has. Para el cierre del brazo Aña-Cuá que ocurrirá en junio de 1990 se debe efectuar una segunda etapa de 1.020 Has, que se licitarían en noviembre/diciembre de 1989.
  - (iii) La estación de piscicultura de Ayolas (PR) se encuentra en funcionamiento y será objeto durante 1990 de la construcción de piletas, en reemplazo de los tanques actualmente en uso. Se encuentra en licitación la construcción de las instalaciones para la estación Hidrobiológica en Ituzaingó (AR). En la margen Argentina se construirá también una estación de piscicultura en las inmediaciones de Posadas, que se licitaría en 1990. Para estas actividades se ha contado con la asesoría de un experto de la Agencia Internacional de Cooperación del Japón (JICA) y con asesoría especial de un experto del Great Lakes Research Consortium de EEUU.
  - (iv) En la margen argentina se ha definido un área de 10.000 Has que servirá como reserva para fauna y que es propiedad de la Entidad y está ubicada en inmediaciones de la obra. Se requiere implantar la adecuación de esta área a partir de 1990. En el lado paraguayo se dispone de un refugio en Atinguy y se ha seleccionado una área de unas 8.000 Has como reserva de fauna definitiva ubicada en la Isla Apipé. Durante 1990 debe iniciarse la adecuación de esta zona así como el traslado de especies.
  - (v) Se terminaron los estudios de impacto en la zona del brazo Aña-Cuá aguas abajo de la presa. La solución técnica se encuentra para análisis y diseño por parte de los consultores y debe ser implantada durante el período 1990-1991.
- 3.42 Continúan en ejecución las actividades y estudios sobre salud y saneamiento, capacitación, tratamiento costero, normas de uso del perillago y vigilancia epidemiológica. Durante el período 1990-1992 el Plan entra en su fase de ejecución en lo que se refiere a las obras de protección, puesta en marcha de los planes de monitoreo y limpieza del área del embalse, que requieren una adecuada coordinación y programación. Tal como se mencionó para los aspectos de relocalizaciones, se considera necesario que EBY refuerce los aspectos de programación y control y que se disponga de un programa de ejecución integrado de las actividades de las dos márgenes, que permita mantener un control de avance y definir en mejor forma los recursos requeridos. Se recomienda que este programa detallado e integrado sea presentado al Banco a más tardar el 30 de abril de 1990 (ver Recomendaciones).

#### K. Transmisión Asociada

- 3.43 Las obras de transmisión de la Hidroeléctrica de Yacyretá no estaban incluidas en el proyecto de generación analizado durante el año 1978 ya que en esa época la configuración del sistema aún no había sido definido por la empresa AyEE que será la ejecutora y propietaria de estas líneas y subestaciones dentro del territorio argentino. Con el objeto de lograr esta definición, la Secretaría de Energía (SE) creó un comité interempresarial, que con apoyo de firmas externas especializadas terminó la definición del sistema a comienzos de 1987. Consiste en la unión al Sistema Interconectado Nacional (SIN) a través de líneas de 500 kV con los sistemas Noreste Argentino (NEA) y Noroeste Argentino (NOA) en las estaciones de Resistencia y el Bracho respectivamente, y con el Sistema del Litoral y Gran Buenos Aires en la estación de Salto Grande.
- 3.44 Los diseños finales y documentos de licitación de este sistema de transmisión se encuentran en ejecución financiados por el Banco por los préstamos 466/OC-AR y 746/SF-AR otorgados a AyEE. El avance de los diseños es del 54% y se terminarán en su totalidad en septiembre de 1990. Se iniciaron los trabajos preliminares en la estación transformadora Rincón de Santa María localizada en la zona del proyecto y se encuentran terminados los pliegos de licitación para la estación de Resistencia. La ejecución del sistema de transmisión tiene un cronograma muy ajustado y se requeriría una buena organización de AyEE para su terminación oportuna. Está previsto que en la operación de préstamo sectorial que analizará el Banco junto con el BIRF a comienzo de 1990 se incluya el financiamiento de la primera etapa del sistema de transmisión.
- 3.45 Dentro de la operación del préstamo anterior, 555/OC-RG, se incluyó el requisito de que AyEE organizara una Unidad Ejecutora autosuficiente para la ejecución del sistema de transmisión Yacyretá. Esta condición fue cumplida por AyEE con la aprobación de la SE. Durante la misión para la operación que se propone en este documento, la Secretaría de Energía confirmó la solución definida por el gobierno anterior en el sentido de mantener la Unidad Ejecutora conforme lo previsto originalmente.

#### IV. JUSTIFICACION DEL PROYECTO

##### A. Justificación

- 4.01 La entrada en operación comercial de Yacyretá para comienzos de 1993 se ha constituido en una condición fundamental para mantener un nivel de oferta mínimo respecto de la demanda estimada. Su producción de aproximadamente 20.000 GWh representaría alrededor de un 27% de los requerimientos del subsector. Los eventuales atrasos en el inicio de la generación del proyecto, dada la precaria situación en que se encuentra el parque térmico y la incertidumbre en cuanto a la oferta de las plantas hidráulicas, haría que las probabilidades de racionamiento del servicio y la magnitud del mismo alcancen valores muy por encima de los normales para un suministro de energía a escala nacional.

- 4.02 Por otra parte, desde el punto de vista de las finanzas de EBY el peso que le supone la atención del servicio de la deuda se mantendría con cargo al gobierno argentino, ya que la autogeneración de fondos de la Entidad se retrasaría al no colocar en la forma prevista la producción de la central en el mercado eléctrico de ese país.

#### B. Evaluación Técnica

- 4.03 La concepción técnica general del proyecto se ha mantenido conforme se definió previamente a su iniciación. Durante el periodo de ejecución se han producido modificaciones no sustanciales encaminadas a optimizar la solución técnica y/o producir economías sin afectar su configuración básica. En abril de 1989 se acordó la modificación de la protección de los arroyos de la margen paraguaya, eliminando el sistema de bombeo y la protección de los arroyos Tacuary, Caraguatá y San Martín; en cambio se efectuaría la protección del arroyo Aguapey con toma de riego, se construirá un canal de trasvase del arroyo al brazo Aña-Cuá aguas abajo de la presa, y se efectuará la protección mediante un dique de la población de Carmen de Paraná, ubicada en inmediaciones del arroyo Tacuary. Esta solución además de ser más económica que la originalmente prevista es técnicamente más segura y eficiente y no implica costos de operación.
- 4.04 Dado el avance del proyecto, los costos de las obras faltantes son confiables; en lo correspondiente a equipos las licitaciones pendientes se refieren al equipo electromecánico secundario y han sido actualizados para reflejar valores reales obtenidos en contrataciones recientes en el proyecto Piedra del Aguila, así como las efectuadas para el proyecto en lo que se refiere al equipamiento principal. Estas actualizaciones explican las diferencias entre el presupuesto actual y el estimado en diciembre de 1987, que sirvió de base para la aprobación del préstamo 555/OC-RG. Subsisten reclamos del contratista principal que podrían afectar el costo de las obras civiles y que no se reflejan en el costo actual (ver párrafo 3.12).
- 4.05 El cronograma de ejecución de las obras principales del proyecto, acordado desde finales de 1985, ha sido cumplido estrictamente y es de esperarse que se mantenga su cumplimiento en el futuro dada la buena organización y control con que se ejecutan los trabajos. En cuanto a las obras de relocalizaciones y medio ambiente, se considera necesario mejorar los sistemas de programación de la ejecución, a fin de definir un programa integrado de las obras faltantes, que permita establecer la ruta crítica de ejecución de los trabajos, optimizar el control de los mismos y definir en mejor forma los requerimientos de recursos.

#### C. Evaluación Económica

##### 1. Introducción

- 4.06 El proyecto Yacyretá fue evaluado económicamente por última vez en 1988, concluyéndose en esa ocasión que (a) la terminación del proyecto formaba parte de la opción de mínimo costo de expansión del sistema, debiendo entrar en operación gradualmente entre 1993 y 1997; y (b) la

terminación del proyecto resultaba económicamente rentable, con una tasa interna de retorno económica (TIRE) de 19,5% y un valor presente neto (VPN) de US\$1.394 millones 1/.

- 4.07 Los resultados obtenidos en 1988 se consideran válidos, dado que en lo fundamental, las variables claves no han cambiado, y aquellas que lo han hecho, han variado en forma que no afectan la decisión a tomar. Los cambios principales han sido: (a) menor confiabilidad del sistema de generación térmica, a raíz de la crisis experimentada a fines de 1988 y principios de 1989; (b) cambios 2/ en la inversión faltante para completar el proyecto; (c) mayor incertidumbre en cuanto a la demanda esperada para los próximos años a raíz de la crisis que ha vivido el país y la crisis del subsector eléctrico; y (d) cambios marginales en el programa de generación.
- 4.08 Con el objeto de examinar los resultados esperados de la terminación del proyecto, se efectuó una revisión del análisis de 1988, a la luz de los factores antes mencionados. Para ello, se analizó el proyecto: (a) actualizando las cifras de inversión; (b) para una demanda en 1993 aproximadamente 6% 3/ menor que la considerada en el análisis anterior; y (c) para un esquema de generación modificado, incluyendo mayor producción hidroeléctrica en la región del Comahue, donde se ubican las centrales Alicurá, Chocón y Piedra del Aguila.

## 2. Resultados

- 4.09 Los resultados obtenidos confirman las conclusiones del análisis de 1988. Para Argentina la terminación del proyecto continúa siendo parte del programa óptimo de expansión representando un ahorro de US\$614,3 millones respecto a la alternativa térmica más económica. Para la región como un todo, el ahorro neto resulta de US\$1.034,9 millones, ya que del total del costo para Argentina, US\$420,6 millones están constituidos por transferencias a Paraguay, como compensación por territorio inundado y pago por la energía.
- 4.10 Del análisis beneficio costo se concluye que aún con una demanda esperada sustancialmente reducida, el valor de la energía adicional entregada por el proyecto al sistema, más el costo de la energía

- 
- 1/ Cifras en US\$ de enero de 1988, VPN a principios de 1988. Ver PR-1641-A.
- 2/ Si bien respecto al presupuesto de 1988 ha aumentado el costo de algunos componentes, las inversiones efectuadas en el período transcurrido (1988-1989) son importantes y forman parte de los costos "hundidos".
- 3/ Las proyecciones actualizadas resultan un 6% inferiores a las de 1988 respecto al año 1993, año de inicio de operación del proyecto.

térmica sustituida representan beneficios mayores que los costos evitables de generación transmisión y distribución asociados al proyecto. De esta forma la terminación del proyecto representa para ambos países un VPN (a una tasa de descuento de 12%) de US\$888,01 millones con una TIRE de 17,8%. Para Argentina, y debido a las transferencias a Paraguay, el VPN es de US\$432,5 millones y la TIRE se estima en 14,5%. Para Paraguay, el VPN estimado es de US\$455,6 millones con una participación del 51,3% en los beneficios netos del proyecto.

- 4.11 Tal como se concluyó en el análisis efectuado en 1988, si se toma en cuenta la inversión ya realizada, el proyecto obtiene tasas de retorno, tanto para Argentina como para la región, menores que 12%. Esto se debe en gran medida al largo período de ejecución del proyecto, y por lo tanto, a costos de Ingeniería y Administración mayores que los presupuestados inicialmente, con el consiguiente alto costo de capital involucrado, y en parte, a los conservadores supuestos adoptados en la estimación de beneficios.

### 3. Incertidumbre en la Evaluación Económica del Proyecto

- 4.12 Los resultados obtenidos se pueden considerar sólidos, dado que la incertidumbre asociada con el proyecto es limitada, y en aquellas variables en que podría existir mayores niveles de riesgo se han adoptado hipótesis conservadoras. Adicionalmente, se han omitido posibles beneficios por confiabilidad, los que podrían llegar a ser importantes en los primeros años de operación del proyecto.
- 4.13 Por el lado de los costos, estos se encuentran relativamente bien definidos dado el alto grado de ejecución del proyecto. Por el lado de los beneficios, los riesgos se concentran en la evolución de la demanda; en este aspecto, se ha tomado como base una hipótesis extremadamente conservadora, suponiendo que la tasa promedio de crecimiento del consumo es de 4,7% entre 1989 y 1993, y que no se experimenta una recuperación brusca de la demanda en los próximos años como reacción al lento crecimiento de 1988 y 1989.
- 4.14 Sin embargo, se realizó análisis de sensibilidad a: (a) aumentos de 10% en costos de inversión; (b) disminución de la tarifa de US\$0,075/KWh a US\$0,065/KWh; (c) precios de combustibles 20% inferiores; y (d) atraso en la entrada de operación del proyecto de 1993 a 1994, suponiendo que aquella parte de los costos de inversión aún no contratados serían postergados por un año. En todos los casos la terminación del proyecto resulta económicamente rentable, con tasas de retorno superiores al 12%. El atraso del proyecto en un año resulta económicamente no conveniente, ya que por el limitado porcentaje de los costos efectivamente postergables, el costo de capital de estos resulta menor que los beneficios del primer año concluyéndose que aún con la demanda reducida, la fecha óptima de operación del proyecto es 1993.
- 4.15 Debe destacarse que el atraso del proyecto en un año representaría por un lado costos adicionales de generación térmica para el sistema,



estimados entre US\$120 y US\$168 millones <sup>1/</sup> y adicionalmente, sobrecostos importantes derivados de multas por atraso en la ejecución de los contratos de obra; estos últimos sobrecostos por si solos hacen económicamente no factible atrasar la ejecución excepto en el bajo porcentaje aún no contratado, de modo que los ahorros posibles por postergación de inversiones son muy limitados.

#### 4. Análisis Distributivo

- 4.16 La distribución de beneficios fue analizada desde un punto de vista regional. Se revisó la distribución de beneficios percibidos por el sector público y privado, provenientes de ahorros de energía térmica, energía adicional y sobrepago a la mano no calificada.
- 4.17 El análisis permite concluir que los sectores de bajos ingresos reciben cerca del 29% de los beneficios netos del sector privado. Sin embargo, el grueso de los beneficios son recibidos por el sector público (66%) por lo tanto, el coeficiente distributivo no se reporta para efectos estadísticos.

#### D. Evaluación Institucional y Financiera del Proyecto

##### 1. Viabilidad Institucional

- 4.18 La organización de EBY desde el punto de vista administrativo y financiero se considera adecuada, sus sistemas y procedimientos de planificación financiera, auditoría y control interno y registro de sus operaciones son aceptables. La empresa ha venido supervisando y controlando la ejecución del proyecto en forma satisfactoria contando con la organización apropiada para ejecutar las labores que ha venido desarrollando. La empresa cuenta con un adecuado sistema de planificación financiera de corto y largo plazo que le permite mantener una actualización y control permanente sobre los costos del proyecto, así como de sus fuentes de financiamiento.
- 4.19 Para las labores de diseño y supervisión de las obras, la empresa cuenta con los servicios de un consorcio consultor integrado por las firmas Harza Engineering (EEUU) (a quien le corresponde el liderazgo técnico de la ingeniería del proyecto), así como las firmas Lahmeyer International (Alemania Occidental) y un conjunto de firmas argentinas y paraguayas asociadas bajo las denominaciones de COADY y ETIC, respectivamente. Complementariamente, la empresa cuenta con un panel de expertos para asesorarla en problemas específicos de carácter técnico que pudieran presentarse en la ejecución de las obras y en la planificación general de los trabajos. Se ha detectado la necesidad de reforzar las áreas de Relocalizaciones y Medio Ambiente tal como se describe en las secciones I y J del Capítulo III de este documento.

---

<sup>1/</sup> Sobrecosto actualizado, dependiendo del escenario de demanda utilizado.

- 4.20 La empresa requerirá ajustar su estructura organizacional y de personal para adecuarla a las necesidades que se le presenten una vez que entre en operación la central, la que se ha previsto para el año 1993. A su vez, será necesario definir la cobertura y tipo de riesgos cubiertos por las pólizas de seguros actualmente contratadas una vez que empiece la operación de la central. Para tales efectos se establecieron dentro de la operación de préstamo 555/OC-RG y para la presente Propuesta de Préstamo, los requerimientos contractuales correspondientes para que previamente a la entrada en operación de la central se tomen las medidas necesarias a satisfacción del Banco sobre los temas indicados.

## 2. Viabilidad Financiera

### Flujo de Fondos

- 4.21 Como Anexo 1 a este documento, se presentan las proyecciones financieras de EBY. A continuación se presenta un cuadro resumen de usos y fondos para el período 1989-1996, año este último en el cual se terminaría la construcción del proyecto.

EBY

Esquema de Financiamiento 1989 - 1996  
(en millones de US\$)

	<u>Período</u> <u>1989-1992</u>	<u>Período</u> <u>1993-1996</u>	<u>Total</u> <u>1989-1996</u>	<u>%</u>
<u>Fuentes de Fondos</u>	<u>2674,3</u>	<u>2471,2</u>	<u>5145,5</u>	<u>100,0</u>
- Generación Interna de Fondos	-	1676,2	1676,2	32,6
- Préstamos	<u>2634,3</u>	<u>795,0</u>	<u>3429,3</u>	<u>66,6</u>
Fondos Energéticos	628,6	11,8	640,4	12,4
Tesoro Nacional	818,0	374,0	1192,0	23,1
Préstamos BID - 555/OC-RG	250,0 <u>a/</u>	-	250,0	4,8
Préstamos BID - Propuesto	250,0	-	250,0	4,8
Préstamos BIRF	350,3 <u>b/</u>	-	350,3	6,8
Agencias de Exportación	197,1	307,7	504,8	9,8
Proveedores Externos	50,0	18,4	68,4	1,5
Bancos Proveedores Locales	90,3	83,1	173,4	3,4
- Aportes de Capital	<u>40,0</u>	<u>-</u>	<u>40,0</u>	<u>0,8</u>
<u>Uso de Fondos</u>	<u>2674,3</u>	<u>2471,2</u>	<u>5145,5</u>	<u>100,0</u>
- Inversiones en Proyecto	1546,5	552,7	2099,2	40,8
- Gastos Financieros Totales	1805,7	46,7	1852,4 <u>c/</u>	36,0
- Servicio de deudas	972,7	1758,3	2731,0	53,1
- Variación Capital de Trabajo	151,3	160,2	311,5	6,0
- Gastos Financ. en Const. no Financ. (652,7)	(652,7)	(46,7)	(699,4)	(13,6)
- Intereses Diferidos	(1149,1)	-	(1149,1)	(22,3)

a/ Totalmente desembolsado a noviembre de 1989.

b/ Incluye US\$150,3 millones del préstamo BIRF 2998-AR pendientes de desembolso al final de 1988, más un eventual préstamo propuesto de US\$200 millones. Al 31 de octubre de 1989 los desembolsos del préstamo 2998-AR eran de US\$170,0 millones.

c/ Este monto se compone de US\$1.149,1 millones de intereses diferidos-Fondos Energéticos, más US\$703,3 millones de intereses de otros financiamientos.

4.22 Las cifras presentadas en el cuadro anterior muestran que los requerimientos financieros de la empresa durante el período de ejecución del proyecto son sustancialmente mayores a los montos necesarios para financiar la ejecución de las obras, como resultado principalmente del servicio de deuda a ser cubierto en ese período. Efectivamente, los costos de construcción del proyecto insumirían recursos por el equivalente de US\$2.099 millones, frente a un total de usos de fondos de US\$5.145 millones en el mismo período. El esquema de financiamiento presentado en el cuadro anterior muestra que los recursos provenientes de los préstamos efectivos a ser otorgados por los Fondos Energéticos (Fondo Unico) más los del Tesoro Nacional y los recursos generados internamente por la empresa a partir de 1993

estarían financiando en forma conjunta el equivalente de US\$3.509 millones, es decir aproximadamente el 68% de los recursos necesarios durante el período de terminación del proyecto.

- 4.23 En relación con los préstamos a ser otorgados a EBY con recursos provenientes de los Fondos Energéticos (Fondo Unico), por un monto equivalente de US\$640 millones, el análisis efectuado de la proyección de los recursos de los fondos energéticos permite concluir que los montos anuales previstos en el esquema de financiamiento del proyecto estarían disponibles y asignados a EBY en su oportunidad. Se destaca que el esquema de financiamiento del Proyecto tiene como variable de ajuste para cubrir los eventuales déficits de caja, los préstamos provenientes de dichos fondos energéticos.
- 4.24 Dada la importancia de estos recursos en el financiamiento del proyecto y a los efectos de asegurar la oportuna disponibilidad de los mismos, se recomienda incluir una cláusula contractual mediante la cual el prestatario, sobre la base de información proporcionada por el garante, deberá presentar al Banco durante el período de ejecución del proyecto y dentro de los primeros ciento veinte (120) días de cada ejercicio, comenzando con el año 1990 un informe que contenga: (i) las proyecciones financieras de EBY para los próximos cinco (5) años incluyendo el detalle de los supuestos utilizados en su elaboración; (ii) el plan de inversiones actualizado del proyecto; (iii) información detallada sobre las fuentes previstas de financiamiento y el estado de avance en sus negociaciones; (iv) las acciones que se adoptarán para obtener dichos financiamientos; y (v) evidencia de que le han sido asignados recursos provenientes de los fondos energéticos de acuerdo al plan de inversiones para el respectivo año fiscal. Dicho informe será acompañado con los datos comparativos y comentarios sobre la ejecución del plan financiero correspondiente al año inmediatamente anterior (ver Recomendaciones).
- 4.25 Los préstamos a ser otorgados por el Tesoro Nacional corresponden al servicio de la deuda de la empresa durante el período 1989 a 1994. El Tesoro Nacional ha venido haciéndose cargo de dicho servicio en razón de que la empresa solamente comienza a generar fondos suficientes a partir de 1995 para hacer frente al total del servicio de la deuda a partir de dicho año. Efectivamente, en el período indicado el apoyo financiero proveniente del Tesoro Nacional sería del equivalente de US\$1.192 millones, de los cuales durante los años 1989 y 1990 serían necesarios, en promedio, el equivalente de US\$150 millones por año, una vez deducidos los montos capitalizados de los préstamos del BID y BIRF para el pago de intereses por el equivalente de US\$145 millones en esos dos años. Durante el trienio 1991-1993 los recursos necesarios para el cierre del esquema financiero de EBY por este concepto, serían en promedio por año del equivalente de US\$264 millones, dentro de los cuales US\$102 millones, en promedio, corresponden a obligaciones financieras con el BID y BIRF. La disponibilidad oportuna de estos recursos y su fuente de financiamiento es la única incertidumbre significativa que se presenta dentro del esquema financiero de la empresa, en función de las eventuales limitaciones en las

transferencias de recursos del Tesoro Nacional a entidades estatales y/o con participación del estado argentino, enmarcadas dentro de los programas de reducción del gasto público y en los acuerdos logrados recientemente con el FMI, descritos en el Capítulo II de este documento. Por lo anterior, se recomienda incluir una obligación adicional dentro del informe aludido en el párrafo 4.24 y en los plazos indicados, mediante la cual el garante, a través del prestatario, deberá presentar los planes y acciones necesarios a ser ejecutados para el cumplimiento oportuno de todas las obligaciones financieras del prestatario incluyendo el servicio total de sus deudas (ver Recomendaciones).

4.26 En adición a lo anterior, el esquema de financiamiento del proyecto incluye al 31 de diciembre de 1988:

- (i) Los recursos en proceso de desembolso del préstamo del BID 555/OC-RG por US\$250 millones, así como el saldo pendiente de desembolsar del préstamo del BIRF (2998-AR) por US\$150 millones. Se destaca que de estos financiamientos el préstamo del BID ha sido totalmente desembolsado y el saldo del préstamo del BIRF para Yacyretá al 31 de octubre de 1989 es de US\$80,1 millones.
- (ii) Préstamo a ser otorgados por el BID por US\$250 millones. Los recursos del eventual préstamo del BID, a ser otorgado en la operación bajo estudio, serían necesarios durante 1990 y 1991. Préstamo del BIRF por US\$200 millones que se tramitaría dentro de la modalidad de préstamo sectorial, por dicha institución durante 1990, y cuyos recursos serían necesarios durante 1990 y 1991.
- (iii) Créditos de Agencias de Exportación y proveedores por US\$ 573 millones correspondientes a los bienes y servicios de origen extranjero de aquellos equipos ya licitados o pendientes de licitar. Para estos últimos los procesos de licitación incluyen como requisito de precalificación el financiamiento del 100% de los bienes a ser adquiridos. El detalle de los principales créditos obtenidos bajo esta modalidad se muestra a continuación.

EBY

Principales Créditos de Agencias de Exportación y Proveedores  
(en millones de US\$)

<u>Prestamistas</u>	<u>Monto Comprometido</u>	<u>Desembolsos</u>		<u>Total</u>
		<u>Realizados</u> <u>1988</u>	<u>Previstos</u> <u>1989-1996</u>	
- <u>Agencias de Exp.:</u>	<u>599,2</u>	<u>81,7</u>	<u>466,2</u>	<u>547,9</u>
Eximbank (USA)	<u>400</u>	<u>81,7</u>	<u>289,6</u>	<u>371,3</u>
Equipos Const.		<u>81,7</u>	<u>5,4</u>	<u>87,1</u>
Turbinas		-	<u>157,7</u>	<u>157,7</u>
Otros Equipos		-	<u>126,5</u> a/	<u>126,5</u>
EDC (CANADA)	<u>73,8</u>	-	<u>52,6</u>	<u>52,6</u>
Turbinas				
Eximbank - Japón	<u>90,0</u>	-	<u>89,2</u>	<u>89,2</u>
Generadores				
IMI - (Italia)	<u>33,0</u>	-	<u>33,0</u>	<u>33,0</u>
Compuertas y Exclusas				
Gobierno Italia	<u>2,4</u>	-	<u>1,8</u>	<u>1,8</u>
- <u>Proveedores</u>	<u>15,3</u>	<u>6,7</u>	<u>8,6</u>	<u>15,3</u>
Mitsubishi				
Generadores	<u>14,0</u>	<u>6,7</u>	<u>7,3</u>	<u>14,0</u>
Proveedores (EEUU)				
Equipo Const.	<u>1,0</u>	-	<u>1,0</u>	<u>1,0</u>
P y H - Grúas	<u>0,3</u>	-	<u>0,3</u>	<u>0,3</u>
 Total	 <u>614,5</u>	 <u>88,4</u>	 <u>474,8</u>	 <u>563,2</u>

a/ Monto estimado de equipamiento no adjudicado, que podría ser financiando con esta línea de crédito.

- (iv) Los desembolsos de los préstamos otorgados por el EXIMBANK (USA) y la EDC (Canadá) que financian la fabricación de las turbinas y equipos, se encuentran suspendidos por incumplimiento de los compromisos asumidos por la República Argentina, y estarían supeditados a los acuerdos a ser alcanzados dentro de las recientes negociaciones que se han venido adelantando con el FMI. Entre tanto, la empresa con recursos propios ha anticipado los fondos correspondientes a los proveedores por un monto de US\$16 millones para que éstos continúen con la fabricación de las turbinas, estimándose que dicho anticipo cubre las necesidades hasta febrero de 1990.
- (v) Créditos de bancos y proveedores locales por el equivalente de US\$173,4 millones que financian el 85% del valor de los equipos de origen argentino, mediante líneas de redescuento con el Banco Central.

- 4.27 Las inversiones previstas en el proyecto durante el período 1989-1996 adicionadas a las acumuladas al final de 1988, arrojarían un activo fijo total en servicio del equivalente de US\$7.817 millones. La diferencia que se presenta entre este monto con el costo mostrado en el Capítulo III de este informe, corresponde principalmente a la capitalización efectuada durante el período de construcción de los costos financieros y su actualización, tanto de los préstamos otorgados por los Fondos Energéticos (Fondo Unico) como los del Tesoro Nacional, así como el valor de las compensaciones a ANDE y AyEE por el uso anticipado de las aportaciones de capital y sus actualizaciones. A partir de 1993, en que se estima la iniciación de operaciones comerciales de la empresa, los gastos financieros por los conceptos indicados fueron cargados como gastos de operación.
- 4.28 Los análisis efectuados permiten concluir que los recursos a ser prestados a EBY provenientes de los Fondos Energéticos (Fondo Unico), estarían disponibles en los montos y oportunidad estimados en el esquema de financiamiento del proyecto. A su vez, el servicio de la deuda externa refinanciada de EBY sería cubierto por el Tesoro Nacional mediante préstamos a EBY. La disponibilidad oportuna de estos recursos, tanto los provenientes de los Fondos Energéticos como del Tesoro Nacional son las principales incertidumbres significativa en el plan de financiamiento del proyecto; sin embargo, la importancia del proyecto es tal que se estima que el gobierno argentino hará lo necesario para disponer u obtener de tales recursos, dada la prioridad que el mismo le ha otorgado a este proyecto y a la importancia de su terminación en los plazos previstos. A tales efectos, se han incluido los requerimientos contractuales respectivos, con el fin de asegurar la disponibilidad oportuna de estos financiamientos.
- 4.29 Se estima además que EBY estará en condiciones de obtener los demás recursos financieros previstos en el Plan de Financiamiento del Proyecto, los que incluirían: (i) créditos a obtener por US\$200 millones, del BIRF, cuyos recursos se necesitarían entre 1990 y 1991; (ii) créditos de Agencias de Exportación y Proveedores que corresponderían al financiamiento del 100% de los bienes a ser adquiridos, de los cuales aún no se han concretado préstamos estimados en US\$217 millones, de los cuales existe un monto disponible de US\$126,5 millones con el EXIMBANK que podría ser utilizado para financiamiento de equipamiento aún no contratado; y (iii) créditos de bancos locales pendientes de concretar por US\$148 millones, para los cuales el Banco Central ha establecido las líneas de redescuento correspondientes.
- 4.30 Existe la incertidumbre sobre la disponibilidad oportuna de los recursos provenientes del EXIMBANK (EEUU) y la EDC (Canadá), que financian la fabricación de las turbinas y otros equipos. En cuanto al saldo sin desembolsar del préstamo 2998-AR del BIRF, su uso está previsto para el primer trimestre de 1990. Al respecto, es importante señalar que la continuación de los desembolsos por encima de los US\$170 millones estaba supeditada al cumplimiento de varias condiciones contractuales, el cual debería haberse verificado en ocasión de la revisión anual prevista para que sea realizada por ambos Bancos en el

mes de mayo de 1989. Sin embargo, los eventos ocurridos en el país en la primera mitad de dicho año obligaron a postergar la mencionada revisión, la que recién se efectuó en el mes de octubre de 1989, no habiéndose a la fecha arribado a las conclusiones de la misma.

- 4.31 Cabe destacar que la oportuna disponibilidad de los recursos remanentes del préstamo 2998-AR del BIRF, así como la porción que esta institución destinaría al proyecto Yacyretá dentro del eventual segundo préstamo sectorial programado para 1990, son fundamentales para cerrar el cuadro financiero proyectado para EBY y para la oportuna terminación del proyecto en el plazo previsto. En consecuencia, se considera necesario que como condición previa al primer desembolso al financiamiento propuesto la Nación Argentina como garante se comprometa a demostrar que ha terminado satisfactoriamente el proceso de revisión del desempeño del subsector eléctrico de manera que se permita continuar con los desembolsos del préstamo 2998-AR del BIRF, por encima de los US\$170 millones (ver Proyecto de Resolución).

E. Impacto Ambiental

- 4.32 El Plan Maestro de Gestión Ambiental del proyecto es satisfactorio. Teniendo en cuenta la experiencia adquirida durante su ejecución, las recomendaciones del panel de expertos asesores y el hecho de que la SE de la Nación aprobó el manual de normas de control ambiental para proyectos hidroeléctricos, se recomienda efectuar una revisión y actualización del plan para involucrar los anteriores conceptos. Igualmente, se recomienda mejorar el programa de ejecución, de manera de disponer de un cronograma detallado de estudios y obras de protección faltantes. La anterior información deberá presentarse a más tardar el 30 de abril de 1990.

F. Programa de Relocalizaciones

- 4.33 En términos generales, el Programa de Relocalizaciones está bien estructurado, ha establecido y mantiene comunicación y coordinación adecuada con las autoridades regionales correspondientes y organismos de apoyo, en ambas márgenes. Sin embargo, en diferentes misiones de los Bancos se ha identificado la necesidad de reforzar los equipos encargados del programa en la medida en que este está entrando en una etapa de ejecución acelerada respecto al ritmo mantenido hasta ahora. Unido a esto, subsisten aspectos por definir en ambas márgenes: tanto en Argentina como en Paraguay está pendiente la decisión sobre el tratamiento a los hogares de "intrusos" en las áreas de afectación y la identificación de soluciones definitivas para la industria cerámica. Se requieren también la complementación del Plan Director de Encarnación y la actualización de la población afectada en la margen derecha tanto en el área urbana como rural. A nivel general se requiere mejorar el sistema de programación de las obras faltantes mediante un plan detallado que incluya tanto el área urbana como la rural y que permita definir la ruta crítica de ejecución y establecer fechas claves para la terminación de las obras principales relacionadas con la fecha de llenado del embalse. En forma concordante con este programa será necesario reforzar las unidades de relocalizaciones de EBY.



- 4.34 Con ocasión del préstamo anterior, 555/OC-RG, se estableció un mecanismo de seguimiento del proceso de relocalizaciones a través de informes semestrales de avance. En el Anexo A, párrafo 7.01 de dicho contrato se establece el contenido de los informes, incluyendo algunos requerimientos específicos. Teniendo en cuenta los logros alcanzados y las dificultades observadas durante 1989, los literales (b), (c) y (d) del párrafo 7.01 del Apéndice 3 del documento PR-1641 del 25 de octubre de 1988, se reemplazarían por los que aparecen en el Apéndice 3 de esta Propuesta de Préstamo. Estas modificaciones incorporan los requerimientos que han sido identificados necesarios para permitir un mejor seguimiento por parte del Banco.

## V. RECOMENDACIONES

- 5.01 Por las razones expuestas anteriormente, se considera que el proyecto es viable desde el punto de vista técnico, ambiental, institucional, financiero, económico y jurídico. Por lo tanto se recomienda la aprobación del préstamo, para lo cual se presentan a la consideración del Directorio Ejecutivo los Documentos Normativos siguientes:

- Proyecto de Resolución (OC)
- Recomendaciones
- Descripción del Proyecto (Anexo A al Contrato de Préstamo)
- Subsector Eléctrico Argentino: Indicadores y Definiciones (Anexo A al Contrato de Garantía)

E.B. YACYRETA												
PROYECCION-ESTADO DE RESULTADOS												
(MILLONES US\$)												
	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	TOTAL
	REAL	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	-----
DATOS DE OPERACION												
-----												
GENER.PROPIA HIDRO GWH	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2990.0	8740.0	14930.0	17930.0	19000.0	19000.0	82590.0
-----												
TOT.GENERACION GWH	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2990.0	8740.0	14930.0	17930.0	19000.0	19000.0	82590.0
-----												
VENTAS												
-----												
GWH VENDIDOS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2990.0	8740.0	14930.0	17930.0	19000.0	19000.0	82590.0
-----												
TOTAL UNIDADES VENDIDAS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2990.0	8740.0	14930.0	17930.0	19000.0	19000.0	82590.0
-----												
INGRESO MEDIO KWH	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.045	0.045	0.046	0.047	0.048	0.050	
-----												
TOTAL VENTAS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	135.3	390.2	682.3	842.3	918.4	946.8	3915.4
-----												
GASTOS DE EXPLOTACION												
-----												
OPERACION Y MANTENIMIENTO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.0	8.0	14.0	16.9	17.8	18.3	78.0
DEPREC.ACT.FIJ.EN SERV.	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	72.2	146.7	150.7	153.6	155.5	156.4	835.1
GENERAL Y ADMINISTRACION	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5.9	6.1	6.4	6.7	6.9	8.0	39.9
-----												
TOTAL GASTOS EXPLOTACION	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	81.1	160.7	171.2	177.1	180.2	182.7	953.0
-----												
INGRESOS NETO EXPLOTACION	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	54.2	229.5	511.1	665.2	738.2	764.2	2962.4
-----												
EGRES. AJENOS EXPLOTACION												
COMPENSACION SOBRE CAP.	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.0	9.1	16.0	19.8	21.6	22.3	91.9
RESARCIMIENTO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.8	2.5	4.4	5.4	5.9	6.1	25.0
COMPENS.TERRITORIO INUND.	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	8.5	25.7	45.2	56.0	61.2	63.0	259.6
COMPENSAC.ENERGIA CEDIDA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	9.0	22.4	39.4	48.8	53.2	54.8	227.6
-----												
TOT.EGRESOS AJENOS EXP.	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	12.4	59.7	105.0	130.0	141.9	146.2	595.2
-----												
UTILIDAD ANTE GTOS.FINANC	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	41.8	169.8	406.1	535.2	596.3	618.0	2367.2
-----												
GASTOS FINANCIEROS												
GTOS.FINANCIEROS L60.PLZO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	618.8	679.2	731.3	767.2	783.5	788.7	4368.7
-----												
TOTAL GTOS.FINANCIEROS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	618.8	679.2	731.3	767.2	783.5	788.7	4368.7
-----												
UTILIDAD(PERDIDA)NETA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-576.9	-509.4	-325.2	-231.9	-187.2	-170.7	-2001.4
=====												

PROYECCION-ORIGEN Y APLICACION DE FONDOS  
(MILLONES US\$)

	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	TOTAL
242		REAL	----	----	----	----	----	----	----	----	----	
243	FUENTES											
245	FUENTES INTERNAS											
246	-----											
247	INGRESO NETO EXPLOTACION	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	54.2	229.5	511.1	665.2	738.2	2962.4
248	OTROS EGRESOS AJENOS EXP.	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-12.4	-59.7	-105.0	-130.0	-141.9	-595.2
249	DEPRECIACION ACTIVO FIJO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	72.2	146.7	150.8	153.6	155.5	835.1
252												
253	TOTAL FUENTES INTERNAS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	114.0	316.5	556.9	688.8	751.8	3202.3
254												
255	FUENTES EXTERNAS											
256	-----											
257	APORTES DE CAPITAL	0.0	0.0	0.0	40.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	40.0
260	PRESTAMO BIRF 2998-AR	99.7	136.7	13.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	150.3
262	PRESTAMO BID 555/OC	0.0	236.3	13.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	250.0
263	PTMO(S).BID PROPUESTO(S)	0.0	0.0	217.1	32.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	250.0
264	PTMO(S).BIRF PROPUESTO(S)	0.0	0.0	119.3	80.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	200.0
265	OTROS PRESTAMOS	141.0	78.0	71.3	68.4	119.7	135.8	112.0	85.9	75.5	0.0	746.6
270	INTERES DEV.TESORO NAL.	0.0	45.4	62.3	84.7	121.4	157.8	189.5	211.4	230.8	243.6	1598.1
271	INTERES DEV. FONDOS.ENERG.	0.0	143.2	164.7	194.0	242.9	274.8	300.6	328.2	345.4	357.9	2723.2
272	PROV 6% PARA COMPENSACION	0.0	18.2	19.7	23.9	28.6	15.8	16.6	17.4	18.3	19.3	198.0
273	PTMO. FONDOS.ENERGETICOS.	96.0	82.3	129.1	219.3	197.9	11.8	0.0	0.0	0.0	0.0	640.4
274	PTMO. TESORO NACIONAL	49.9	150.1	149.1	243.8	275.0	274.6	99.4	0.0	0.0	0.0	1192.0
275												
276	TOTAL FUENTES EXTERNAS	386.6	890.2	959.9	987.7	985.6	870.6	718.0	642.9	670.1	620.8	7988.7
277												
278	TOTAL FUENTES	386.6	890.2	959.9	987.7	985.6	984.6	1034.5	1199.8	1358.9	1372.6	11191.0
279												
280	APLICACIONES											
281	-----											
282	SERVICIO DEUDAS											
283	-----											
285	GASTOS.FINAN.PTMO.S.BID	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	40.5	40.2	38.5	35.8	33.1	218.4
286	OTROS GASTOS FINANCI.	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	129.9	132.4	135.8	136.8	129.6	780.0
287	GASTOS.FIN.CONST.NO FINANCI.	83.3	127.7	155.3	183.0	186.7	19.2	17.0	8.1	2.4	0.0	699.5
290	AMORT.NUEVOS PTMO.S BID	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	16.7	33.3	33.3	33.3	150.0
291	AMORT. OTROS PRESTAMOS	0.0	74.1	69.1	83.0	93.8	101.4	117.5	136.4	142.1	170.3	1167.2
296												
297	TOTAL SERVICIO DEUDA	83.3	201.8	224.4	266.0	280.5	291.0	323.7	352.1	350.4	366.3	3015.0

E.B.YACYRETA

337		E.B.YACYRETA										
338		PROYECCION-ESTADOS DE SITUACION										
339		(MILLONES US\$)										
340		1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
341		REAL	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----
342												
343	ACTIVO											
344	-----											
345	ACTIVO FIJO											
346	-----											
352	ACTIVO FIJO EN SERV.BRUTO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	7218.5	7450.8	7624.2	7733.8	7817.9	7817.9
353	MENOS:DEPREC.SERV.ACUM.	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	72.2	218.9	369.6	523.2	678.7	835.1
354												
355	ACTIVO FIJO EN SERV.NETO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	7146.3	7231.9	7254.6	7210.6	7139.2	6982.8
356	ACTIVO FIJO EN CONSTRUCC.	3865.2	4596.8	5469.9	6329.8	7218.5	232.3	173.4	109.6	84.1	0.0	0.0
357												
358	ACTIVO FIJO TOTAL NETO	3865.2	4596.8	5469.9	6329.8	7218.5	7378.6	7405.3	7364.2	7294.7	7139.2	6982.8
359												
360	ACTIVO CORRIENTE											
361	-----											
362	BANCOS -INV.FACIL REALIZ.	67.6	20.0	15.0	10.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0
364	CUENTAS A COBRAR CONSUM.	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	22.5	65.0	113.7	140.3	153.0	157.7
366	INVENTARIOS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.7	1.5	2.3	3.1	3.2	3.3
370												
371	TOTAL ACTIVO CORRIENTE	67.6	20.0	15.0	10.0	5.0	28.3	71.5	121.0	148.5	161.2	166.1
372												
373	OTROS ACTIVOS											
374	-----											
375	OTRAS DISPONIBILIDADES		0.2	2.1	4.7	7.3	9.1	10.7	6.9	9.7	4.4	6.8
381												
382	TOTAL OTROS ACTIVOS	0.0	0.2	2.1	4.7	7.3	9.1	10.7	6.9	9.7	4.4	6.8
383												
384	TOTAL ACTIVO	3932.8	4617.0	5487.0	6344.4	7230.8	7415.9	7487.5	7492.0	7452.8	7304.8	7155.6
385												
386	PATRIMONIO Y PASIVO											
387	-----											
388	PATRIMONIO											
389	-----											
390	CAPITAL	56.7	56.7	56.7	96.7	96.7	96.7	96.7	96.7	96.7	96.7	96.7
395	DIF.POR CONVERSION	111.8	111.8	111.8	111.8	111.8	111.8	111.8	111.8	111.8	111.8	111.8
396	UTILIDAD(PERDIDA)RETENIDA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-576.9	-1086.3	-1411.5	-1643.4	-1830.7	-2001.4
397												
398	TOTAL PATRIMONIO	168.5	168.5	168.5	208.5	208.5	-368.4	-877.8	-1203.0	-1434.9	-1622.2	-1792.9
399												
400	PASIVO LARGO PLAZO											
401	-----											
402	DEUDA L/P-NUEVO PTMO BID	0.0	236.3	467.1	500.0	500.0	483.3	450.0	416.7	383.3	350.0	316.7
403	DEUDA LARGO PLAZO - OTRAS	1219.4	1438.2	1559.4	1614.7	1633.0	1651.3	1626.9	1570.7	1475.9	1296.4	1111.8
407												
408	TOTAL PASIVO LARGO PLZO.	1219.4	1674.5	2026.5	2114.7	2133.0	2134.6	2076.9	1987.4	1859.3	1646.4	1428.5
409												
410	PASIVO CORRIENTE											
411	-----											
414	PORCION CTE.LARGO PLAZO	147.3	69.1	83.0	93.8	101.4	134.2	169.7	175.4	203.6	212.9	217.9
419	CxP.CONTRATISTAS/PROVEED.	231.0	99.1	78.3	31.1	25.6	18.6	15.6	12.2	11.3	4.7	4.9
421												
422	TOTAL PASIVO CORRIENTE	378.3	168.2	161.3	124.9	127.0	152.7	185.4	187.7	214.9	217.6	222.8
423												
424	OTROS PASIVOS											
425	-----											
429	PROV. PARA COMPENSACIONES	107.0	125.2	144.9	168.8	197.4	213.2	229.7	247.2	265.5	284.7	305.0
430	BOB.ARGENT.-FONDOS ENERS.	1614.3	1839.8	2133.6	2547.0	2987.8	3274.4	3575.0	3763.0	3899.0	4045.9	4179.1
431	BOB.ARGENT.TESORO MAL.	445.3	640.8	852.2	1180.6	1577.1	2009.5	2298.3	2509.7	2649.1	2732.4	2813.1
432												
433	TOTAL OTROS PASIVOS	2166.6	2605.8	3130.7	3896.4	4762.2	5497.0	6103.0	6519.9	6813.6	7063.0	7297.2
434												
435	TOTAL PASIVO	3764.3	4448.5	5318.5	6135.9	7022.3	7784.4	8365.3	8695.0	8887.8	8926.9	8948.6
436												
437	TOTAL PATRIMONIO Y PASIVO	3932.8	4617.0	5487.0	6344.4	7230.8	7415.9	7487.5	7492.0	7452.8	7304.8	7155.6
438												

440												
441												
442												
443		1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
444		REAL	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----
445												
446												
447	CAPITAL TRABAJO NETO	-163.4	-79.1	-63.3	-21.1	-20.6	9.7	55.9	108.7	137.2	156.6	161.1
448	PROMEDIO ACTIVO CORRIENTE	67.6	43.8	17.5	12.5	7.5	16.6	49.9	96.2	134.7	154.9	163.7
449	PROMEDIO ACT.FIJO SERV.	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3573.1	7189.1	7243.2	7232.6	7174.9	7061.0
450	TOT.INVERSION INNOVILIZ.	67.6	43.8	17.5	12.5	7.5	3589.8	7239.0	7339.5	7367.3	7329.7	7224.6
453												
454	INDICES DE SOLVENCIA:											
455	-----											
456	RELACION CORRIENTE	0.18	0.12	0.09	0.08	0.04	0.18	0.39	0.64	0.69	0.74	0.75
457	RELACION ACIDA	0.18	0.12	0.09	0.08	0.04	0.18	0.38	0.63	0.68	0.73	0.73
458	INDICE ENDEUDAMIENTO	7.24	9.94	12.03	10.14	10.23	0.00	-2.37	-1.65	-1.30	-1.01	-0.80
459												
460	% ING.NET.TOTAL/TOT.INGR.	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	40.07%	58.81%	74.91%	78.97%	80.38%	80.71%
461												
462	COBERT.6TOS.FINANC.VECES	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.08	0.33	0.69	0.86	0.94	0.97
463	COBERT.SERV.DEUDA VECES	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.39	0.98	1.58	1.97	2.05	2.16
464												
465	% UTIL.NETA/TOT.INGRESOS	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	-426.52%	-130.54%	-47.66%	-27.53%	-20.38%	-18.03%
466	% RELACION DE OPERACIONES	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	59.93%	41.19%	25.09%	21.03%	19.62%	19.29%
467	% UT.NET/ACT.FIJ.SERV.NET	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	-16.15%	-7.09%	-4.49%	-3.21%	-2.61%	-2.42%
468												
470	PDO.PROMEDIO COBRO(DIAS)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	60.81	60.81	60.81	60.81	60.81	60.81
471												
472	RENTABILIDAD FINANCIERA											
473	-----											
474	RENT.S/INV.INNOV CAP.TRAB	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.51%	3.17%	6.96%	9.03%	10.07%	10.58%
476	RENT RESARC.DIV.TERRIT.I	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.17%	2.35%	5.53%	7.26%	8.14%	8.55%
477	% AUMENTO (DISMINUCION)											
478	-----											
480	PRECIO:SOBRE AÑO ANTERIOR		0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	-1.31%	2.36%	2.80%	2.89%	3.09%
482	UNIDAD:SOBRE AÑO ANTERIOR		0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	192.31%	70.82%	20.09%	5.97%	0.00%
483												
484	CONTRIBUCION A CONSTRUC.											
485	-----											
486	GEN.INTERNA NETA	-83	-202	-224	-266	-281	-177	-7	205	338	385	416
487	% GEN.INT./CONSTRUCCION	-27.19%	-27.59%	-25.69%	-30.94%	-31.56%	-76.19%	-4.18%	186.81%	402.37%	0.00%	0.00%

---

---

Préstamo No. /OC-RG  
Resolución DE- /89

ACUERDO DE EJECUCION

entre la

REPUBLICA ARGENTINA, la REPUBLICA DEL PARAGUAY

y el

BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO

Préstamo a la Entidad Binacional Yacyretá (EBY)

(Financiamiento Adicional al  
Proyecto Hidroeléctrico Yacyretá)

de

de 1989

## ACUERDO DE EJECUCION

ACUERDO DE EJECUCION entre la REPUBLICA ARGENTINA (en adelante denominada la "Argentina"), la REPUBLICA DEL PARAGUAY (en adelante denominada el "Paraguay") y el BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO (en adelante denominado el "Banco"). El presente ACUERDO DE EJECUCION se suscribe en el mismo acto que el Contrato de Préstamo No. /OC-RG (en adelante denominado el "Contrato de Préstamo") celebrado en esta misma fecha entre el Banco y la Entidad Binacional Yacyretá.

### CONSIDERANDO:

- (1) que el Paraguay y la Argentina suscribieron el Tratado de Yacyretá el 3 de diciembre de 1973 (en adelante denominado el "Tratado") y Notas Reversales con el objeto de proceder al aprovechamiento conjunto de los recursos hídricos del río Paraná, a la altura de la isla Yacyretá, y mejorar las condiciones de navegabilidad de dicho río;
- (2) que con esos propósitos la Argentina y el Paraguay crearon la "Entidad Binacional Yacyretá" (en adelante denominada "Yacyretá"), constituida por las empresas "Agua y Energía Eléctrica" de la Argentina y "Administración Nacional de Electricidad" del Paraguay, con igual participación en el capital;
- (3) que Yacyretá tiene a su cargo la ejecución del Proyecto Hidroeléctrico Yacyretá (en adelante denominado el "Proyecto") que se describe en el Anexo A del Contrato de Préstamo;
- (4) que conforme con el Tratado la energía producida por el aprovechamiento hidroeléctrico será dividida en partes iguales entre los dos países, siendo reconocido a cada uno de ellos el derecho preferente de adquisición de la energía que no sea utilizada por el otro país para su propio consumo;
- (5) que de acuerdo con el Tratado, el Paraguay y la Argentina han convenido en adquirir, conjunta o separadamente, el total de la potencia instalada de la Central, habiendo acordado la forma de hacerlo en la Nota Reversal No. 22, del 3 de diciembre de 1973;
- (6) que, con el respaldo de ambos gobiernos, Yacyretá ha solicitado al Banco la participación de éste en un financiamiento adicional al Proyecto, siendo el primero el correspondiente del préstamo No. 346/OC-RG y el segundo, el correspondiente del préstamo No. 555/OC-RG.
- (7) que conforme con el Contrato de Préstamo, cuyas disposiciones la Argentina y el Paraguay declaran conocer, el Banco ha acordado asignar recursos para la ejecución del Proyecto por el equivalente de US\$250.000.000; y
- (8) que la suscripción del presente Acuerdo de Ejecución en forma conjunta con el Contrato de Préstamo fue una de las condiciones

básicas para que el Banco otorgara el tercer préstamo a Yacyretá, de conformidad con lo establecido en la Cláusula del Contrato de Préstamo.

Las partes que suscriben este Acuerdo de Ejecución, se comprometen a lo siguiente:

## CAPITULO I

### Objeto

Artículo 1. El presente Acuerdo de Ejecución tiene por objeto establecer las medidas que, conforme al Tratado, la Argentina y el Paraguay adoptarán para la total ejecución del Proyecto.

## CAPITULO II

### Ejecución del Proyecto

Artículo 2. El Paraguay y la Argentina se comprometen a adoptar las medidas necesarias para facilitar la ejecución oportuna del Proyecto. Con tal finalidad se adoptarán, en las fechas indicadas, las decisiones que se señalan a continuación.

Artículo 3. La Argentina y el Paraguay se comprometen a adoptar las medidas que las partes consideren necesarias para facilitar la ejecución del plan de relocalización de instalaciones y de reasentamiento de la población referidas en el Contrato.

Artículo 4. El Paraguay y la Argentina adoptarán las medidas necesarias, en relación con el Artículo VI del Tratado, a fin de que seis (6) meses antes de la fecha prevista para la realización de actos que alteren el curso natural del río Paraná, se encuentre demarcado el límite internacional en la Zona del Proyecto.

Artículo 5. La Argentina y el Paraguay adoptarán oportunamente las normas referidas en el Artículo VII del Tratado, cuyo texto aprobado deberá presentar Yacyretá al Banco seis (6) meses antes de la fecha prevista para la entrada en servicio de la esclusa de navegación.

Artículo 6. Para la adquisición de bienes y servicios que hayan de financiarse con los recursos del financiamiento que es objeto del Contrato de Préstamo, Yacyretá utilizará los procedimientos de licitación pública internacional y de contratación de servicios de consultoría acordados con el Banco en el Contrato de Préstamo.

Artículo 7. La Argentina y el Paraguay se comprometen a adoptar las medidas que las partes consideren necesarias para la implantación de los programas ecológicos vinculados con el Proyecto que deba desarrollar Yacyretá. En caso que la continuación de estos programas requiera la participación de organismos nacionales de ambos países, o de alguno de ellos, se comunicarán al Banco las medidas adoptadas al respecto.



Artículo 8. El Paraguay y la Argentina se comprometen a adoptar todas las previsiones necesarias para facilitar la organización adecuada de Yacyretá durante la etapa de ejecución del Proyecto y, asimismo, para la adaptación de ésta a la etapa de operación comercial.

Artículo 9. La Argentina y el Paraguay adoptarán oportunamente medidas para declarar de utilidad pública las áreas necesarias para la instalación del aprovechamiento hidroeléctrico, obras auxiliares y su explotación, así como para practicar, en las áreas de sus respectivas soberanías, todos los actos administrativos judiciales tendientes a expropiar inmuebles y sus mejoras, o constituir servidumbres sobre los mismos, de acuerdo con lo establecido en el Artículo XVII del Tratado.

Artículo 10. El Paraguay y la Argentina adoptarán en tiempo oportuno las medidas necesarias para que seis (6) meses antes de la fecha prevista para la puesta en servicio de la central del Proyecto, Yacyretá pueda presentar al Banco el programa para el establecimiento del costo del servicio dispuesto en el Anexo C, párrafo III del Tratado, que atenderá los rubros expresados en la Cláusula 6.06 del Contrato de Préstamo.

Artículo 11. La Argentina y el Paraguay cooperarán con el Banco para facilitar la inspección del Proyecto prevista en el Contrato de Préstamo.

Artículo 12. Si el Paraguay y la Argentina, conforme con lo previsto en el Artículo XXIII del Tratado, decidieren encargar a Yacyretá el proyecto, construcción y/u operación de cualquier otro proyecto, deberán tomar las medidas aceptables para el Banco necesarias para no afectar desfavorablemente la ejecución del Proyecto.

### CAPITULO III

#### Disposiciones Varias

Artículo 13. Este Acuerdo de Ejecución entrará en vigencia en la fecha de su suscripción.

Artículo 14. Este Acuerdo de Ejecución y las obligaciones de la Argentina y del Paraguay contenidas en él terminarán en la misma fecha en que termine la vigencia del Contrato de Préstamo.

Artículo 15. Los derechos y obligaciones establecidos en este Acuerdo de Ejecución son válidos y aplicables de conformidad con los términos en él convenidos.

Artículo 16. A menos que las partes acuerden otra cosa por escrito, todo aviso, solicitud, comunicación o notificación que deban dirigirse en virtud de este Acuerdo de Ejecución, se efectuará por escrito y se considerará realizado desde el momento en que el documento correspondiente se entregue al destinatario en las respectivas direcciones que se anotan a continuación:

Del Paraguay:  
Ministerio de Hacienda  
Asunción  
República del Paraguay

De la Argentina:  
Ministerio de Economía  
Calle Hipólito Yrigoyen, 250  
Buenos Aires  
República Argentina

Del Banco:

Dirección postal:  
Banco Interamericano de Desarrollo  
1300 New York Avenue, N.W.  
Washington, D.C. 20577  
EE. UU.

Dirección cablegráfica:  
INTAMBANC  
WASHINGTON DC

EN FE DE LO CUAL, la República Argentina, la República del Paraguay y el Banco, actuando cada uno por medio de su representante autorizado, firman este Acuerdo de Ejecución en cuatro (4) ejemplares de igual tenor, en la ciudad de Washington, Distrito de Columbia, Estados Unidos de América, el \_\_\_\_ de \_\_\_\_\_ de 19\_\_.

REPUBLICA DEL PARAGUAY

REPUBLICA ARGENTINA

---

BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO

---

PROYECTO DE RESOLUCION 1/

REGIONAL. PRESTAMO /OC-RG A LA ENTIDAD BINACIONAL YACYRETA (EBY)  
(Financiamiento Adicional al Proyecto  
Hidroeléctrico Yacyretá)

El Directorio Ejecutivo

RESUELVE:

Autorizar al Presidente del Banco o al representante que él designe, para que a nombre y en representación del Banco proceda a formalizar el contrato o contratos que sean necesarios con la Entidad Binacional Yacyretá (EBY), como prestatario, y la República Argentina, como garante, para otorgar al primero un financiamiento adicional destinado a cooperar en la ejecución del Proyecto Hidroeléctrico Yacyretá ("Proyecto"). Este financiamiento se sujetará sustancialmente a las siguientes disposiciones:

1. Monto y monedas: Hasta US\$250.000.000 o su equivalente en otras monedas (excepto las del Paraguay y de la Argentina) que formen parte de los recursos del capital ordinario del Banco para pagar bienes y servicios adquiridos a través de competencia internacional en los países miembros del Banco y para los otros propósitos que se indiquen en el contrato de préstamo. Los pagos de las amortizaciones y de los intereses se efectuarán en la moneda o monedas que el Banco oportunamente especifique, en una suma equivalente al correspondiente monto adeudado, calculada por unidades de cuenta en términos de dólares de los Estados Unidos de América, de acuerdo con las disposiciones que se incorporen en el contrato de préstamo.
2. Fuente de los fondos: Los recursos del capital ordinario del Banco.
3. Garantía: Fianza solidaria de la República Argentina.
4. Comisión de crédito: 0,75% por año sobre la parte no desembolsada del financiamiento, comisión que comenzará a devengarse 60 días

---

1/ Las disposiciones contenidas en este Apéndice 1 y en los Apéndices 2, 3 y 4 sólo serán definitivas cuando el Directorio Ejecutivo haya aprobado la propuesta de préstamo.

después de la fecha del contrato y que se pagará en dólares de los Estados Unidos de América en las mismas fechas que los intereses.

5. Amortización: El prestatario amortizará el préstamo en el plazo de 20 años contados a partir de la fecha del contrato, mediante cuotas semestrales, consecutivas y en lo posible iguales. La primera cuota se pagará a los 42 meses contados a partir de la fecha prevista para el último desembolso del financiamiento. El Banco podrá abonar las cuotas de amortización proporcionalmente al saldo deudor de cada una de las porciones del préstamo que devenguen distintas tasas de interés.
6. Interés: El prestatario pagará intereses semestralmente sobre los saldos deudores del préstamo. El primer pago se efectuará a los seis meses contados a partir de la fecha del contrato de préstamo. Durante el período de desembolsos, el Banco: (a) determinará la tasa de interés que se aplicará a partir del 1° de enero de cada año, y por toda la vigencia del préstamo, sobre los montos desembolsados durante ese año; y (b) de conformidad con la política del Banco, podrá modificar la tasa de interés que se aplicará a los desembolsos del préstamo realizados durante la segunda mitad del año. A solicitud del prestatario podrán utilizarse los recursos del financiamiento para abonar los intereses de este préstamo, y los intereses de los préstamos 346/OC-RG y 555/OC-RG incurridos a partir de la fecha de esta resolución, durante el plazo de desembolso de este financiamiento.
7. Desembolso: El plazo de desembolso del financiamiento expirará a los 2 años contados a partir de la fecha de vigencia del contrato.
8. Condiciones especiales:
  - (a) La utilización de los recursos del préstamo deberá ser llevada a cabo en su totalidad por el prestatario. Si se aprobaran modificaciones en las disposiciones legales o en los reglamentos básicos concernientes al prestatario, o en el Tratado de Yacyretá o en cualquiera de sus notas reversales que, a juicio del Banco, puedan afectar sustancialmente al Proyecto, el Banco tendrá derecho a requerir una información razonada y pormenorizada del prestatario y del garante a fin de apreciar si el cambio o cambios podrían tener un impacto desfavorable en la ejecución del Proyecto. Sólo después de oír al prestatario y al garante y de apreciar sus informaciones y aclaraciones el Banco podrá adoptar las medidas que juzgue apropiadas, conforme con las disposiciones que se incorporen en los contratos de préstamo y de garantía.
  - (b) Los recursos del préstamo, junto con los de los Préstamos 346/OC-RG y 555/OC-RG, se destinarán a participar en la ejecución de un proyecto cuyo costo total se estima en el equivalente de US\$5.986.200.000. En consecuencia, los contratos de préstamo y de garantía deberán contener las disposiciones

apropiadas para asegurar que se proporcionarán oportunamente, de acuerdo con un plan de inversiones satisfactorio al Banco, los recursos adicionales a los tres préstamos del Banco que se requieran para la completa ejecución del Proyecto, en una suma que se estima en el equivalente de US\$5.276.200.000 la que podrá incluir créditos de otras fuentes.

- (c) Antes del primer desembolso del financiamiento, el garante deberá demostrar que se terminó satisfactoriamente para el Banco y el BIRF la revisión de la información financiera e institucional sobre el desempeño del subsector eléctrico que permite continuar con los desembolsos del préstamo 2998-AR con el BIRF, por encima de US\$170.000.000.
- (d) Seis meses antes de la fecha prevista para la puesta en servicio de la central del Proyecto, el prestatario deberá presentar, a satisfacción del Banco, el programa para el establecimiento del costo del servicio dispuesto en el Anexo C, Capítulo III, del Tratado de Yacyretá, que atenderá los siguientes rubros:
  - (i) el monto necesario para el pago a las partes que constituyen Yacyretá, de utilidades del doce por ciento anual sobre su participación en el capital integrado;
  - (ii) el monto necesario para el servicio de la deuda;
  - (iii) el monto necesario para el pago a Agua y Energía Eléctrica ("AyEE"), de la Argentina, y a la Administración Nacional de Electricidad ("ANDE"), del Paraguay, en partes iguales, a título de resarcimiento de la totalidad de sus gastos propios relacionados con Yacyretá;
  - (iv) el monto necesario para el pago de la compensación total en razón del territorio inundado;
  - (v) el monto necesario cargado a la energía vendida a las entidades del país que adquiera la energía cedida por el otro país, para el pago de la compensación prevista en el Tratado;
  - (vi) el monto necesario para cubrir los gastos de explotación; y
  - (vii) el monto del saldo, positivo o negativo, de la cuenta de explotación del ejercicio anterior.
- (e) En la adquisición de maquinaria, equipo y otros bienes relacionados con el Proyecto y en la adjudicación de contratos para la ejecución de obras, financiados total o parcialmente:

- (i) con recursos provenientes del préstamo, deberá utilizarse el sistema de licitación pública internacional en todos los casos en que el valor de dichas adquisiciones o contratos exceda del equivalente de US\$200.000. Las licitaciones para esos contratos se sujetarán a los procedimientos que constarán como anexo del contrato de préstamo;
  - (ii) con recursos de contrapartida local, deberán utilizarse procedimientos aceptables para el Banco; y
  - (iii) con recursos de créditos de proveedores, créditos de compradores y otros recursos externos que no sean provenientes de los préstamos del Banco y del BIRF, el prestatario, a solicitud del Banco, deberá demostrar la razonabilidad tanto del precio pactado o pagado de compra de los bienes como de las condiciones financieras establecidas en cuanto a los créditos, inclusive que la calidad de los bienes guarde conformidad con los requisitos técnicos del Proyecto.
- (f) Si durante el período de ejecución del Proyecto los recursos provenientes del Fondo Chocón-Cerros Colorados y del Fondo Nacional de Grandes Obras Eléctricas fueren insuficientes respecto de los montos previstos en el plan de financiamiento, el garante se obliga a otorgar o facilitar la obtención de los créditos adicionales necesarios en términos y condiciones compatibles con dicho plan.
- (g) El Banco establecerá los procedimientos de inspección que juzgue necesarios para asegurar el desarrollo satisfactorio del Proyecto, y el prestatario, el garante y la República del Paraguay deberán proporcionar toda la cooperación que se requiera para el mejor cumplimiento de este propósito. Del monto del financiamiento se destinará la suma de US\$2.500.000 para que ingrese en las cuentas generales del Banco por concepto de inspección y vigilancia generales.

## RECOMENDACIONES

A. Además de las disposiciones que figuran en el proyecto de resolución (Apéndice 1), se recomienda que en los contratos de préstamo y/o de garantía, según corresponda, se incluyan las siguientes que deberán cumplirse a satisfacción del Banco:

1. A menos que el Banco lo acuerde de otra manera, antes de cada llamado a licitación pública el prestatario presentará:
  - (a) los planos, las especificaciones y los demás documentos necesarios para la convocatoria, y
  - (b) en el caso de obras, la evidencia de que los terrenos necesarios para la ejecución de los trabajos se encuentran dentro de las áreas delimitadas de acuerdo con el Artículo XVII del Tratado de Yacyretá. Antes de la adjudicación de la licitación el prestatario presentará la evidencia de que tiene la posesión de dichos terrenos o se está en condiciones de tomarla de inmediato.
2. El garante deberá tomar las medidas apropiadas a fin de asegurar que los ingresos por las tarifas de las empresas nacionales de energía eléctrica Hidroeléctrica Norpatagónica Sociedad Anónima (HIDRONOR S.A.), Agua y Energía Eléctrica, Sociedad del Estado (AyEE) y Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires, S.A. (SEGBA) cubran la totalidad de los gastos de operación, excluida la depreciación, y generen un excedente para cubrir total o parcialmente los demás gastos que incluyen la depreciación y las demás obligaciones financieras de la respectiva empresa. Adicionalmente, los ingresos por tarifas de la respectiva empresa después de atender sus gastos de operación y el servicio neto de su deuda deberán contribuir a una generación interna neta de fondos que cubra una proporción razonable del programa de inversión. Si lo anterior no llegase a cubrir todas las obligaciones financieras de la respectiva empresa, ésta y el garante tomarán las medidas que sean necesarias, las que pueden incluir el aumento de las tarifas, para lograr ese fin.
3. El garante se compromete a:
  - (a) completar y presentar a más tardar el 31 de octubre de 1990 el "Estudio de Niveles y Estructura de Tarifas a Costo Marginal: Alta Tensión";
  - (b) presentar a más tardar el 31 de enero de 1991 un plan, con su respectivo cronograma, con las acciones que corresponda realizar para llevar a cabo las recomendaciones que se acuerden entre las partes, emergentes del citado estudio;
  - (c) completar y presentar a más tardar el 31 de diciembre de 1990 el "Estudio de Niveles y Estructura de Tarifas a

Costo Marginal: Baja Tensión"; y (d) presentar a más tardar el 31 de enero de 1991 un plan, con su correspondiente cronograma, con las acciones que corresponda realizar para llevar a cabo las recomendaciones que se acuerden entre las partes, emergentes del citado estudio.

4. El garante se compromete a presentar a más tardar el 31 de diciembre de 1990 una revisión del "Estudio del Marco Legal e Institucional del Subsector Eléctrico" cuyo objeto será identificar las principales restricciones de carácter legal e institucional que limitan el normal funcionamiento del subsector eléctrico y definir una política a largo plazo para su solución. Dicho estudio deberá ser preparado de acuerdo con términos de referencia y un cronograma previamente aprobado por el Banco. El estudio deberá, además: (a) analizar los factores que limitan la regularización de los estados financieros de las empresas nacionales del subsector por concepto de defecto de beneficio; (b) establecer una metodología de aplicación periódica para la revaluación de los activos de las empresas; y (c) analizar la situación de administración y recaudaciones de los Fondos Energéticos.
5. El garante se compromete a presentar a más tardar el 30 de junio de 1991 un plan, con su correspondiente cronograma, con las acciones que corresponda realizar para llevar a cabo las recomendaciones acordadas entre las partes, emergentes del estudio a que se refiere el párrafo 4 anterior.
6. Antes del 31 de mayo de cada año, y durante un plazo de 10 años contado a partir de la fecha de vigencia del contrato de garantía, el garante y/o cada una de las empresas nacionales de energía eléctrica, por un lado, y el Banco, por el otro, celebrarán reuniones anuales destinadas a evaluar la evolución de la situación financiera e institucional del subsector eléctrico y de la respectiva empresa, de acuerdo con lo señalado en el párrafo I del Apéndice 4. El garante y/o la respectiva empresa velarán para que se ejecuten las acciones y se cumplan las metas acordadas en dichas reuniones. Si de la evaluación llegare a determinarse que no se están cumpliendo los acuerdos o alcanzando los indicadores financieros y operativos establecidos para cada empresa en el párrafo II del Apéndice 4, el garante y/o la respectiva empresa deberán adoptar las medidas necesarias para alcanzar este fin.
7. Para la realización de la evaluación a que se refiere el párrafo anterior, el garante presentará anualmente:
  - (a) antes del 30 de abril, un informe que contenga para el año precedente la información referida en el párrafo 1.05 del Apéndice 4; y
  - (b) antes del 31 de octubre, un informe que detalle el progreso alcanzado en ese mismo año en la implantación de las acciones de los planes a que se refieren los párrafos 3 y 5 anteriores.



8. Durante la vigencia del contrato de préstamo, y a partir del año calendario siguiente al que comience la venta de energía, el prestatario se compromete a tomar las acciones pertinentes a fin de asegurar que los saldos al final de cada semestre de las cuentas por cobrar no excederán del equivalente de 60 días del promedio de ventas de los 12 meses precedentes.
9. El garante se compromete durante la vigencia del contrato de garantía a ajustar el programa de inversiones del subsector de energía eléctrica para reflejar el plan de expansión de mínimo costo, actualizado anualmente, preparado con base en los parámetros previamente acordados entre las partes.
10. El garante se compromete durante la vigencia del contrato de garantía a que las empresas nacionales de energía eléctrica sólo acordarán la iniciación de obras mayores de generación o transmisión que estén en concordancia con el plan de expansión de mínimo costo y cuenten con financiamiento adecuado. Las partes podrán acordar modificaciones al plan de expansión de mínimo costo con ocasión de la evaluación anual a que se refiere el párrafo 6, o en cualquier otra oportunidad que las partes acuerden.
11. El garante se compromete a presentar a más tardar el 30 de junio de 1990 los resultados del "Estudio Económico de la Rehabilitación de Plantas Termoeléctricas" a ser considerados en el plan de expansión de mínimo costo a que se refiere el párrafo 9.
12. El garante se compromete durante la vigencia del contrato de garantía:
  - (a) a tomar las medidas necesarias para que la tarifa de venta de electricidad de la Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA) no sea superior al valor mayor de las tarifas de las restantes fuentes de suministro del Sistema Interconectado Nacional (SIN); y
  - (b) a que sólo se destinarán recursos de los Fondos Energéticos a la CNEA para financiar sus requerimientos financieros, una vez que todos los requerimientos financieros de las demás empresas del sector estén siendo cubiertos adecuadamente.
13. El prestatario deberá presentar al Banco 6 meses antes de la fecha prevista para iniciar la operación de la central, su organigrama, el manual de organización, el programa de contrataciones de personal para llenar los cargos requeridos y el programa de seguros para la etapa de operación.
14. El prestatario se compromete a presentar, antes del 30 de abril y 31 de octubre de cada año, mientras no se haya presentado al Banco el informe de evaluación a posteriori en aspectos ambientales y de relocalizaciones a que se refiere el párrafo 16 de este Apéndice, y con base en las pautas indicadas en el párrafo 7.01 del Apéndice 3,

informes que evalúen el cumplimiento de los programas de relocalizaciones y de protección del medio ambiente en el área del Proyecto, comprometiéndose a tomar las medidas correctivas que fueren apropiadas.

15. El prestatario se compromete a:
  - (a) que las obras, los equipos e instalaciones comprendidos en el Proyecto serán administrados y mantenidos de acuerdo con normas técnicas generalmente aceptadas; y
  - (b) presentar al Banco, durante un plazo de 5 años contado a partir de la entrada en servicio de la primera unidad del Proyecto, y dentro de los 3 primeros meses de cada año calendario: (i) un plan anual de mantenimiento de cada una de las obras construidas dentro del Proyecto; y (ii) un informe detallado sobre la gestión del año anterior en la misma materia, y sobre el grado de confiabilidad, eficiencia operativa y calidad de servicio y el estado de conservación del sistema al término del año anterior. Para tales efectos, el prestatario deberá tomar las medidas necesarias para incluir en sus correspondientes presupuestos anuales los recursos requeridos para esos propósitos.
16. A efectos de evaluar los resultados obtenidos con la ejecución del Proyecto, el prestatario deberá comprometerse a presentar al Banco, dos informes de evaluación a posteriori los cuales se referirán: (a) a los aspectos técnicos, económicos y financieros de acuerdo con una metodología previamente acordada con el Banco; y (b) a los aspectos ambientales y de relocalizaciones, con base en una metodología y pautas acordadas con el Banco que se indican en el Capítulo VI del Apéndice 3. Para estos efectos, el garante deberá proporcionar al prestatario toda la información de carácter sectorial que sea necesaria.
17. Cumplidos los requisitos pertinentes que se establezcan en los contratos de préstamo y de garantía, el Banco podrá establecer un anticipo de fondos de hasta el 20% del monto del financiamiento.
18. Los estados financieros del Proyecto, durante su ejecución, y los del prestatario durante la vigencia del contrato de préstamo, se presentarán anualmente al Banco auditados por una firma de contadores públicos independiente, siguiendo procedimientos satisfactorios para el Banco.
19. A más tardar el 30 de abril de 1990, el prestatario deberá presentar al Banco evidencia de que:
  - (a) ha implantado para los componentes de relocalizaciones y medio ambiente, un programa detallado de ejecución por el sistema de ruta crítica, que integre las obras faltantes en las dos márgenes del río Paraná en las áreas urbana y rural; y

- (b) ha implantado el plan de fortalecimiento de las unidades de relocalizaciones y medio ambiente y contratado el personal adicional necesario para llevar a cabo los programas de acción social y de medio ambiente.
20. El prestatario, sobre la base de información proporcionada por el garante, deberá presentar al Banco, durante el período de ejecución del proyecto, y dentro de los primeros 120 días de cada ejercicio, comenzando con el año 1990, un informe que contenga: (i) las proyecciones financieras de EBY para los próximos cinco (5) años incluyendo el detalle de los supuestos utilizados en su elaboración; (ii) el plan de inversiones actualizado del proyecto; (iii) información detallada sobre las fuentes previstas de financiamiento y el estado de avance en sus negociaciones; (iv) las acciones que se adoptarán para obtener dichos financiamientos; (v) evidencia de que le han sido asignados recursos provenientes de los Fondos Energéticos de acuerdo al plan de inversiones para el respectivo año; y (vi) los planes y acciones a ser ejecutados para el cumplimiento oportuno de todas las obligaciones financieras del prestatario incluyendo el servicio total de sus deudas. Dicho informe será acompañado con los datos comparativos y comentarios sobre la ejecución del plan financiero correspondiente al año inmediatamente anterior.
21. En el mismo acto en que se suscriban los contratos de préstamo y de garantía, se firmará entre la República Argentina, la República del Paraguay y el Banco un documento similar a los Acuerdos de Ejecución suscritos el 6 de noviembre de 1979 con ocasión del préstamo 346/OC-RG y el 17 de noviembre de 1988 con ocasión del préstamo 555/OC-RG.
- B. En los contratos de préstamo y de garantía, según corresponda, deberán incorporarse como anexos documentos de contenido similar a los Apéndices 3 (El Proyecto) y 4 (Reuniones Anuales de Evaluación) de la propuesta de préstamo.

EL PROYECTO  
(Anexo A del Contrato de Préstamo)

I. Objetivos

- 1.01 El Proyecto tiene como objeto la construcción de una central hidroeléctrica con capacidad nominal instalada de 2.700 MW y alrededor de 20.000 GWh de energía anual, que permite contribuir a satisfacer los requerimientos de energía eléctrica previstos para mediados de la década de los años noventa, en la Argentina y el Paraguay.
- 1.02 Adicionalmente, el Proyecto contribuirá al mejoramiento de la navegación, la interconexión vial entre la Argentina y el Paraguay, y el desarrollo del riego, la piscicultura y el turismo.

II. Descripción

- 2.01 El Proyecto se localiza sobre el río Paraná, 90 kms. aguas abajo de las ciudades de Posadas y Encarnación y está compuesto por las siguientes obras:
- (a) una central generadora con 20 unidades de 135 MW c/u y una subestación elevadora, desde donde parten las líneas de 220 kV al Paraguay y de 500 kV a la Argentina;
  - (b) las obras de embalse con un volumen de 21.000 Hm<sup>3</sup> y una superficie de 1.700 km<sup>2</sup>, constituidas por presas de tierra de aproximadamente 70 kms de longitud, una esclusa de navegación, dos vertederos y las estructuras de riego;
  - (c) un conjunto de viviendas para el reasentamiento de aproximadamente 35.000 personas y la relocalización de obras de infraestructura afectadas por el embalse en ambas márgenes del río Paraná;
  - (d) las obras de protección de la cuenca del arroyo Aguapey, mediante presa y canal de trasvase y protección de la población de Carmen de Paraná, a la altura del arroyo Tacuary.
  - (e) la protección del medio ambiente que prevé, dentro del cuerpo de la central, instalaciones para la circulación hacia aguas arriba de los peces, reservas para la fauna existente en la zona a ser inundada y limpieza del embalse.

### III. Costo y financiamiento

3.01 El estimativo de costos que se muestra en el siguiente cuadro asciende a US\$5.986.200.000 distribuidos en las siguientes categorías:

(en millones de US\$)

	BID			Contrapartida Local				Total
	346/OC-RG	555/OC-RG	/OC-RG	BIRF		Credit Export	Gobierno AR	
				1761-AR	2998-AR			
1. INGENIERIA Y ADMINISTRACION	51,5	29,0	10,3	40,5	29,2	-	820,4	980,9
1.1 Ingeniería y Dirección	51,5	29,0	10,3	40,5	29,2	-	342,0	502,5
1.2 Adm. y Gtos. Grales.	-	-	-	-	-	-	478,4	478,4
2. COSTO DIRECTO CONSTRUCCION	141,5	152,3	186,0	169,5	177,2	743,6	1.812,0	3.382,1
2.1 Obras preliminares	-	-	-	-	-	-	337,3	337,3
2.2 Obras civiles & Seguros	141,5	152,3	186,0	169,5	177,2	179,5	839,2	1.845,2
2.3 Equipo de generación	-	-	-	-	-	391,7	62,5	454,2
2.4 Equipo electromec.	-	-	-	-	-	172,4	97,0	269,4
2.5 Medio Ambiente	-	-	-	-	-	-	30,4	30,4
2.6 Indemnizaciones	-	-	-	-	-	-	127,1	127,1
2.7 Relocalizaciones	-	-	-	-	-	-	318,5	318,5
3. GASTOS FINANCIEROS	17,0	42,5	42,1	0,0	40,6	-	1.248,0	1.390,2
3.1 Intereses BID	14,9	40,0	39,6	-	-	-	111,0	205,5
3.2 Comisión Crédito BID	-	-	-	-	-	-	16,3	16,3
3.3 Inspección y Vigilancia	2,1	2,5	2,5	-	-	-	-	7,1
3.4 Intereses BIRF	-	-	-	-	40,6	-	164,4	205,0
3.5 Intereses Otros Créditos	-	-	-	-	-	-	956,3	956,3
4. GASTOS SIN ASIGNACION	0,0	26,2	11,6	0,0	3,0	56,4	135,8	233,0
4.1 Imprevistos	-	12,8	7,1	-	1,6	25,4	37,2	84,1
4.2 Escalamiento	-	13,4	4,5	-	1,4	31,0	98,6	148,9
TOTAL GENERAL	210,0	250,0	250,0	210,0	250,0	800,0	4.016,2	5.986,2
PORCENTAJES	3,5	4,2	4,2	3,5	4,2	13,4	67,1	100,0

a/ Incluye US\$226,8 millones invertidos al 31 de diciembre de 1988.

b/ Incluye US\$3.183,7 millones invertidos al 31 de diciembre de 1988.

No incluye US\$1.925,0 millones de intereses devengados de los préstamos de los Fondos y el Tesoro por no constituir un requerimiento financiero durante la ejecución del proyecto.

IV. Adquisiciones

- 4.01 Cuando los bienes y servicios que se adquieran o contraten se financien total o parcialmente con divisas del Financiamiento, los procedimientos y las bases específicas de las licitaciones u otras formas de compra o contratación deberán permitir la libre concurrencia de bienes y servicios de países miembros del Banco, incluidos los relacionados con cualquier medio de transporte. Consiguientemente, en los citados procedimientos y/o bases específicas, no se establecerán condiciones que impidan o restrinjan la oferta de bienes o la concurrencia de tales oferentes.

V. Servicios de consultoría

- 5.01 Para la selección y contratación de servicios de consultoría financiados total o parcialmente con los recursos del Préstamo, no podrán establecerse disposiciones o estipulaciones que restrinjan o impidan la participación de consultores originarios de países miembros del Banco.
- 5.02 Para la selección y contratación de los servicios de consultoría financiados con los recursos de la contrapartida local, el Prestatario deberá presentar a la aprobación del Banco, antes de proceder a la contratación correspondiente, los nombres de las firmas o consultores individuales seleccionados, los términos de referencia de los mismos y los honorarios acordados.

VI. Evaluaciones a posteriori

A. Evaluación a posteriori del Proyecto

- 6.01 Antes de transcurridos dos (2) años contados a partir de la entrada en servicio de la última unidad, el Prestatario presentará al Banco el informe de evaluación a posteriori del Proyecto, para lo cual deberá recopilar los datos anuales que se indican a continuación hasta un año antes de la elaboración del citado informe.
- 6.02 Se recopilarán datos anuales a partir de la fecha de vigencia del Contrato sobre las categorías que se indican a continuación, pudiendo consolidarse con los informes periódicos del Prestatario durante el lapso en que éstos se presenten:

1. Ejecución del Proyecto: datos anuales

- (a) La inversión anual.
- (b) Las modificaciones en el Proyecto, según sus causas.
- (c) Las modificaciones en el presupuesto, según sus causas.
- (d) Las modificaciones en los calendarios de licitaciones y contrataciones, y en los plazos de construcción y suministro.
- (e) Las modificaciones en el esquema financiero.

2. Operación del sistema: datos anuales

- (a) El balance de energía y potencia del sistema interconectado.
- (b) Los datos por tipo de generación: hidroeléctrica, nuclear y térmica. Los tipos y las cantidades de combustible utilizado, el costo económico del combustible y los costos de mantenimiento.
- (c) La información de fallas o racionamiento por déficits en el sistema interconectado.
- (d) Los costos de operación y mantenimiento del Proyecto.

B. Programa de relocalizaciones: datos anuales y evaluación a posteriori

6.03 A los dos (2) años contados a partir del llenado del embalse, el Prestatario presentará al Banco el informe de evaluación a posteriori del programa de relocalizaciones. Para este efecto, y a partir de la fecha de vigencia del Contrato, el Prestatario recopilará anualmente la siguiente información, que será presentada anualmente al Banco antes del 30 de abril de cada año:

- (a) El número de las viviendas construidas en el período y el número acumulado.
- (b) El número de las familias relocalizadas en el período y el número acumulado.
- (c) Basada en una muestra representativa de familias, la descripción cualitativa de la población relocalizada, ex-ante y a posteriori, incluyendo:
  - (i) la ocupación del jefe de familia y de sus miembros;
  - (ii) el nivel del ingreso familiar;
  - (iii) la tasa de desempleo o subempleo en el grupo;
  - (iv) la participación en programas de adiestramiento y adaptación ocupacional;
  - (v) los indicadores de salud poblacional;
  - (vi) la asistencia de niños en edad escolar a las escuelas construidas para cada comunidad;
  - (vii) la producción agrícola del predio de los reasentados rurales; y
  - (viii) la permanencia de las familias relocalizadas en las nuevas viviendas.

- (d) El número de las familias indemnizadas en el período y el número acumulado, más una descripción cualitativa de ellas.
- (e) El número y la descripción de las industrias, comercios, establecimientos públicos y comunitarios relocalizados o indemnizados. El monto invertido en indemnizaciones.
- (f) La descripción del grado de avance (en obra y monto) acumulado y para el período en la relocalización de la infraestructura pública.
- (g) El personal empleado en los programas de acción social en cada margen, por categoría profesional.
- (h) La participación de los organismos gubernamentales y no gubernamentales en convenios relativos a la ejecución del programa de relocalizaciones.

VII. Programas de relocalizaciones y del medio ambiente

7.01 Los informes semestrales a que se refiere el párrafo 14 del Apéndice 2, deberán cubrir lo siguiente:

- (a) Todos los informes semestrales contendrán: (i) la relación del progreso alcanzado en la implantación de las acciones de relocalización, así como evidencia de que se han tomado las medidas necesarias para asegurar que las opiniones de la población afectada han sido apropiadamente consideradas; (ii) la evaluación de los requerimientos de personal profesional y de apoyo para fortalecer la ejecución de los Programas de Acción Social en ambas márgenes, así como el cronograma de incorporación y adiestramiento de dicho personal; y (iii) el progreso alcanzado en la implantación del Plan Maestro de Gestión Ambiental adoptado y el grado de cumplimiento del cronograma establecido para ejecutar dicho plan.
- (b) El informe semestral a presentarse el 30 de abril de 1990 incluirá:
  - (i) el Plan Director definitivo de Encarnación, incluyendo el cronograma y los costos de su ejecución, así como el estudio de factibilidad técnica y económica de la protección del área de recuperación de la zona costera de la ciudad de Encarnación, Paraguay;
  - (ii) la solución para la relocalización de la industria cerámica en ambas márgenes;
  - (iii) las cifras actualizadas de la población afectada en la margen derecha tanto en el área urbana como rural;
  - (iv) las cifras actualizadas de las familias no incluídas en el censo original ("intrusos") en ambas márgenes y las medidas para acotar la situación creada por estas familias;



- (v) evidencia de la implantación del Sistema de Seguimiento, Evaluación y Control (SISEME) en la margen derecha;
  - (vi) el sistema unificado y coordinado de recopilación de información en ambas márgenes, para todas las áreas del programa de relocalizaciones; y
  - (vii) la actualización del Plan Maestro de Gestión Ambiental.
- (c) El informe semestral a presentarse el 30 de abril de 1991 incluirá para ambas márgenes las opciones preliminarmente consideradas para la solución del problema de las familias no incluidas en el censo original.
- (d) El informe semestral a presentarse el 31 de octubre de 1991 incluirá para ambas márgenes la solución definitiva seleccionada del problema de las familias no incluidas en el censo original.
- 7.02 Los estudios incluidos en el Plan Maestro de Gestión Ambiental deberán ser completados de acuerdo con un cronograma previamente acordado con el Banco y sus resultados sometidos a su consideración.

REUNIONES ANUALES DE EVALUACION DEL SUBSECTOR ELECTRICO

I. Reuniones anuales

- 1.01 Con base en lo dispuesto en el numeral 6 del Apéndice 2 (Recomendaciones), y antes del 31 de mayo de cada año, el Garante, las empresas nacionales de energía eléctrica ("empresas") a que se refiere el numeral 2 del Apéndice 2 y el Banco efectuarán reuniones anuales destinadas a analizar la evolución financiera e institucional de las empresas y los aspectos relacionados con el subsector eléctrico a que se refieren los numerales 3, 4 y 9 del Apéndice 2.
- 1.02 En tales reuniones anuales se acordarán acciones y metas compatibles con la evolución de la situación financiera e institucional del subsector y/o con el logro de los indicadores financieros y operativos establecidos para cada una de las empresas en los respectivos contratos de préstamo y de garantía. Estas acciones podrán incluir, entre otras, aumentos tarifarios, reducciones de costos, transferencias de recursos, obtención de financiamientos y aspectos institucionales y normativos. Por su parte, las metas podrán incluir, entre otras, los índices de liquidez, solvencia, eficiencia operativa, estructura financiera y cobro de cuentas.
- 1.03 Durante la primera reunión anual se deberá: (a) verificar el logro de las acciones y de las metas ya convenidas entre el Garante, las empresas y el Banco; (b) acordar, con base en lo señalado en el párrafo 1.02 anterior, las acciones a ser tomadas dentro del período anual siguiente para alcanzar las metas convenidas; y (c) rever el programa de inversiones a largo plazo que resulte del plan de expansión de mínimo costo a que se refiere el numeral 9 del Apéndice 2.
- 1.04 A partir de la segunda reunión anual, se deberá: (a) verificar el avance de las acciones acordadas entre el Garante y el Banco para la implantación de los estudios sobre "Niveles y Estructura de Tarifas a Costo Marginal" y "El Marco Legal e Institucional del Subsector Eléctrico" a que se refieren los numerales 3 y 4 del Apéndice 2, respectivamente; (b) verificar el cumplimiento de las metas establecidas en la reunión anual anterior; (c) acordar, para el período anual siguiente, con base en lo señalado en el párrafo 1.02 precedente, las acciones a ser tomadas dentro del citado período para alcanzar las metas convenidas; (d) acordar la asignación de los Fondos Energéticos a las empresas; y (e) rever el programa de inversiones a largo plazo que

resulte del plan de expansión de mínimo costo a que se refiere el numeral 9 del Apéndice 2.

- 1.05 Antes del 30 de abril de cada año, el Garante deberá presentar un informe que contenga para el año precedente la siguiente información: (a) los estados financieros de las empresas para el año recientemente concluido; (b) las proyecciones financieras para los próximos cinco años, de acuerdo con el formato previamente acordado con el Banco; (c) el análisis de la ejecución de las acciones acordadas en la reunión del año anterior; (d) el programa de inversiones de las empresas, con su respectivo plan de financiamiento basado en un plan de expansión actualizado; (e) el avance de las acciones realizadas, emergentes del estudio de las tarifas a costo marginal, de acuerdo con lo dispuesto en el numeral 3 del Apéndice 2; (f) el plan de financiamiento actualizado del prestatario; y (g) cualquier otra información que razonablemente pueda solicitar el Banco.

## II. Indicadores

- 2.01 El excedente a que se refiere el numeral 2 del Apéndice 2 no será inferior a la diferencia entre los ingresos operacionales y los gastos erogables (definidos estos últimos como gastos totales de operación, menos la depreciación), expresado como un porcentaje de los ingresos operacionales. Para el subsector consolidado y con indicadores positivos para cada una de las empresas, se deberá alcanzar un excedente no inferior al 8% en el año 1990.
- 2.02 La proporción razonable a que se refiere el numeral 2 del Apéndice 2 se determinará relacionando la generación interna neta de fondos de un año con el programa de inversiones para ese mismo año, incluyendo gastos financieros durante el período de construcción. Dicha proporción no será inferior al 20% para el año 1990.
- 2.03 Los indicadores financieros para cada una de las empresas serán definidos con ocasión de la reunión a que se refiere el párrafo 1.01 de este Apéndice prevista para mayo de 1990. Dichos indicadores deberán permitir alcanzar en el año 1992 un margen operacional consolidado del subsector no inferior al 20% y una contribución al programa de inversiones con recursos de la generación interna neta de fondos no inferior al 30%.

## III. Definiciones

- 3.01 Para los fines de lo establecido en el párrafo anterior se entiende por: (a) generación interna de fondos: el monto resultante de calcular, para un ejercicio fiscal cualquiera, los ingresos de explotación más la depreciación y provisiones de ese año, más lo transferido por concepto de contribuciones de los Fondos Eléctricos, menos el costo de explotación y gastos de administración y ventas; (b) servicio de deuda: el monto resultante de sumar, para el mismo ejercicio fiscal indicado en (a), los importes correspondientes a las amortizaciones (incluyendo pagos por concepto de fondos amortizantes), intereses totales y otros

cargos de toda la deuda a más de un año de plazo cuyo servicio esté a cargo de la empresa; (c) generación interna neta de fondos: la diferencia entre la generación interna de fondos y el servicio de la deuda; y (d) programa de inversiones: el monto que debió invertir cada empresa en el año respectivo, según lo acordado previamente con el Banco, en las reuniones anuales a que se refiere el numeral 6 del Apéndice 2.